

**Министерство науки и высшего образования Российской Федерации**  
 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
 высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

---

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)  
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»  
 Профиль «Эксплуатация и обслуживание объекта транспорта и хранения нефти, газа и  
 продуктов переработки»  
 Отделение Нефтегазового дела

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

Тема работы
«Повышение энергоэффективности транспорта нефти с помощью применения насосов, оборудованных частотно-регулируемым приводом»

УДК 620.9-027.236:622.692.4:621.65

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5А	Кузнецов А.А.		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Брусник О.В.	к.п.н, доцент		

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор	Трубникова Н.В.	д.и.н, доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Черемискина М.С.	-		

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Брусник О.В.	к.п.н, доцент		

# ТРЕБОВАНИЯ К РЕЗУЛЬТАТАМ ОСВОЕНИЯ ПРОГРАММЫ БАКАЛАВРИАТА

## 21.03.01 Нефтегазовое дело

### Планируемые результаты обучения

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
<b>В соответствии с универсальными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</b>		
<b>Общие по направлению подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»</b>		
P1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, УК-6, УК-7, ОПК-1, ОПК-2), (ЕАС-4.2, АВЕТ-3А, АВЕТ-3i).
P2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, УК-3, УК-4, УК-5, УК-8, ОПК-2, ОПК-6, ОПК-7).
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
P3	Применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику при эксплуатации и обслуживании технологического оборудования нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-5, ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-6, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11).
P4	Оценивать риски и определять меры по обеспечению безопасности технологических процессов в практической деятельности и применять принципы рационального использования природных ресурсов и защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-8, ОПК-6, ПК-12, ПК-13, ПК-14, ПК-15).
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
P5	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, используя принципы менеджмента и управления персоналом и обеспечивая корпоративные интересы	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-3, УК-8, ОПК-3, ОПК-7, ПК-16, ПК-17, ПК-18), (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d).
P6	Участвовать в разработке организационно-технической документации и выполнять задания в области сертификации нефтегазопромышленного оборудования	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-1, ОПК-2, ОПК-7, ПК-19, ПК-20, ПК-21, ПК-22).
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
P7	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26).
<i>в области проектной деятельности</i>		
P8	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-3, ОПК-5, ОПК-6, ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30), (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-e).

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
<b>Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»</b>		
P9	Применять диагностическое оборудование для проведения технического диагностирования объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-4, ОПК-5, ПК-9, ПК-14), требования профессионального стандарта 19.016 "Специалист по диагностике линейной части магистральных газопроводов".
P10	Выявлять неисправности трубопроводной арматуры, камер пуска и приема внутритрубных устройств, другого оборудования, установленного на ЛЧМГ и ЛЧМН	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-5, ОПК-6, ПК-9, ПК-11), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".
P11	Оценивать результаты диагностических обследований, мониторингов, технических данных, показателей эксплуатации объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-6, ОПК-7, ПК-4, ПК-7, ПК-13), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".



<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b></p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>Обзор литературных источников по проблеме оптимизации транспортировки нефти, перспективам развития технологий и трудностям, возникающим в процессе перекачки.</p> <p>Изучение объекта «Ленинск-Нурлино», свойств перекачиваемой среды, транспортируемой по объекту, параметров перекачки и сложностей процесса перекачки;</p> <p>Сравнительный анализ технологий перекачки и их применения в условиях заданного объекта с целью выявления наиболее подходящего метода для выбранного участка нефтепровода.</p> <p>Обзор основ расчета эффективности применения частотно-регулируемого привода. Выбор необходимой относительной частоты вращения для оптимальной производительности трубопровода;</p> <p>Анализ полученных результатов, разработка рекомендаций по применению технологии с целью повышения производительности трубопровода. Обсуждение результатов выполненной работы.</p> <p>Разработка разделов «финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение», «социальная ответственность».</p> <p>Заключение и выводы по работе.</p>
<p><b>Перечень графического материала</b></p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	
<p><b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b></p> <p><i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p><b>Раздел</b></p>	<p><b>Консультант</b></p>
<p>«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»</p>	<p>Трубникова Н.В. профессор отделения СГН</p>
<p>«Социальная ответственность»</p>	<p>Черемискина М.С. ассистент</p>
<p><b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках: реферат</b></p>	
<p><b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b></p>	<p>17.12.2019 г.</p>

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Брусник О.В.	к.п.н.		17.12.2019 г.

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5А	Кузнецов Андрей Алексеевич		17.12.2019 г.

# ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5А	Кузнецову Андрею Алексеевичу

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

## Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	1. Виды и стоимость ресурсов:  Материально-технические ресурсы: 1085 руб.  Человеческие ресурсы: 2 человека, общая стоимость суммы зарплат и отчислений на социальные нужды – 139359 руб.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	2. Устанавливаются в соответствии с заданным уровнем нормы оплат труда:  30% премии; 20% надбавки; 20% дополнительная заработная плата; 16% накладные расходы; 1,3 районный коэффициент.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	3. Коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды – 30%.  Ставка налога на прибыль 20 %;  Налог на добавленную стоимость 20%

## Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	1. Проведение предпроектного анализа. Определение целевого рынка и проведение его сегментирования.  Анализ конкурентных технических решений
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	2. Определение этапов работ; определение трудоемкости работ; разработка графика Ганта; . Составление календарного плана проекта. Формирование бюджета НИИ
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	3. Определение показателей ресурсоэффективности научного исследования

## Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Оценка конкурентоспособности технических решений
2. Альтернативы проведения НИ
3. График проведения и бюджет НИ
4. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НИ

**Дата выдачи задания для раздела по линейному графику**

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОСГН	Трубникова Н.В.	Д.и.н., доцент		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5А	Кузнецов А.А.		

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5А	Кузнецову Андрею Алексеевичу

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

### Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1 Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объектом исследования данной работы является магистральная нефтеперекачивающая станция.
---	---

### Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b> - специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; - организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	Рассмотреть специальные правовые нормы трудового законодательства. Рассмотреть организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.
<b>2. Производственная безопасность:</b> Анализ выявленных вредных и опасных факторов. Обоснование мероприятий по снижению воздействия.	Вредные факторы: 1. Недостаточное освещение рабочей зоны 2. Превышение уровня шума 3. Превышение уровня вибрации Опасные факторы: 1. Пожаровзрывобезопасность 2. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования 3. Электрический ток



<b>3. Экологическая безопасность:</b>	Эксплуатация нефтеперекачивающих станций сопровождается: - загрязнением поверхностных водных источников и подземных вод; - загрязнение почвенно-растительного покрова; - загрязнением атмосферного воздуха;
<b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b>	- разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; - рассмотрения сценария наиболее вероятной ЧС; - указание действий в результате возникшей ЧС.

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	
---	--

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина М.С			

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5А	Кузнецов Андрей Алексеевич		

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
 высшего образования

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)

Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Профиль «Эксплуатация и обслуживание объекта транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Уровень образования бакалавриат

Отделение Нефтегазового дела

Период выполнения (осенний / весенний семестр 2018/2019 учебного года)

Форма представления работы:

бакалаврская работа

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН  
 выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы:	3.06.2019г
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
17.12.2018	<i>Введение</i>	10
27.12.2018	<i>Обзор литературы</i>	9
8.02.2019	<i>Характеристика объекта исследования</i>	8
21.02.2019	<i>Анализ современной технологий транспортировки нефти</i>	10
01.03.2019	<i>Выбор оптимального решения проблемы для исследуемого объекта</i>	13
01.04.2019	<i>Расчетная часть</i>	10
7.05.2019	<i>Социальная ответственность</i>	10
13.05.2019	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	10
17.05.2019	<i>Заключение</i>	10
19.05.2019	<i>Презентация</i>	10
	<i>Итого</i>	100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Брусник О.В..	к.п.н, доцент		17.12.2018

**СОГЛАСОВАНО:**

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Брусник О.В.	к.п.н, доцент		17.12.2018

## Определения, сокращения, нормативные ссылки

### Определения:

*Линейная часть магистрального нефтепровода (нефтепродуктопровода):* составная часть магистрального нефтепровода (нефтепродуктопровода), состоящая из трубопроводов (включая запорную и иную арматуру, переходы через естественные и искусственные препятствия), установок электрохимической защиты от коррозии, вдольтрассовых линий электропередач, сооружений технологической связи и иных устройств и сооружений, предназначенная для транспортировки нефти (нефтепродуктов).

*Магистральный нефтепровод (нефтепродуктопровод):* единый производственно-технологический комплекс, состоящий из трубопроводов и связанных с ними перекачивающих станций, других технологических объектов, соответствующих требованиям действующего законодательства Российской Федерации в области технического регулирования, обеспечивающий транспортировку, приемку, сдачу нефти (нефтепродуктов), соответствующих требованиям нормативных документов, от пунктов приема до пунктов сдачи потребителям или перевалку на другой вид транспорта.

*Пропускная способность нефтепровода:* количество нефти, проходящее по газопроводу за единицу времени.

*Перекачивающая станция магистрального нефтепровода (нефтепродуктопровода):* объект магистрального нефтепровода (нефтепродуктопровода), включающий комплекс зданий, сооружений и устройств для приема, накопления, учета и перекачки нефти (нефтепродуктов) по магистральному нефтепроводу (нефтепродуктопроводу).

*Перекачка нефти:* процесс перемещения нефти (нефтепродуктов) по трубопроводу.

					Повышение энергоэффективности транспорта нефти с помощью применения насосов, оборудованных частотно-регулируемым приводом			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Кузнецов А.А.		5.06.19	Определения, сокращения, нормативные ссылки		Лит.	Лист
Руковод.		Брусник О.В.		5.06.19				Листов
Консульт.							1	95
Рук-ль ООП		Брусник О.В.		5.06.19			ТПУ зр. 2Б5А	

*Частотно-регулируемый привод:* система управления частотой вращения ротора асинхронного (или синхронного) электродвигателя.

*Эксплуатация магистрального нефтепровода (нефтепродуктопровода):* использование магистрального нефтепровода (нефтепродуктопровода) по назначению, определенному проектной документацией.

**Сокращения:**

ЛАРН – ликвидация аварийных разливов нефти

ЛПУМН – линейно-производственное управление магистральных нефтепроводов

ЛЧ МН – линейная часть магистрального нефтепровода

МН – магистральный нефтепровод

МТ – магистральный трубопровод

НД – нормативная документация

НПС – нефтеперекачивающая станция

НТД – нормативно-техническая документация

ПНС – подпорно-насосная станция

ПЧ – преобразователь частоты

САР – система автоматического регулирования

ТУ – технологический участок

УВ – углеводород

ЧРП – частотно-регулируемый привод

**Нормативные ссылки:**

ГОСТ Р 57512-2017 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Термины и определения.

РД 153-39.4-056-00 - Правила технической эксплуатации магистральных нефтепроводов

					Определения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
						2
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

РД-29.160.30-КТН-071-15 Методика оценки эффективности применения частотно-регулируемого электропривода на объектах магистральных нефтепроводов ОАО «АК «Транснефть».

СНиП 2.05.06 – 85. Магистральные трубопроводы : нормативно-технический материал. – Взамен СНиП II-45-75; 1985 г.

ОР-75.180.00-КТН-039-08 Требования к технологическим схемам нефтеперекачивающих станций, профилям и схемам линейной части магистральных нефтепроводов ОАО «АК «Транснефть»

РД 153-39.4-113-01 Нормы технологического проектирования магистральных нефтепроводов.

ГОСТ Р 55435-2013 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Эксплуатация и техническое обслуживание. Основные положения

ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования.

ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.

ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.

ГОСТ 12.1.006-84 ССБТ. Электромагнитные поля радиочастот. Общие требования безопасности.

ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.

ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования.

					Определения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
						3
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная болезнь. Общие требования.

ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация.

ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление.

ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.

ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.

ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.

ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.

ГОСТ 17.1.3.13-86. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнений.

ГОСТ Р 22.0.01-2016. Безопасность в ЧС. Основные положения.

ГОСТ Р 22.3.03-94. Безопасность в ЧС. Защита населения. Основные положения.

СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278–03. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещённому освещению жилых и общественных зданий

СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.

					Определения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
						4
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

СанПиН 2.2.4.3359–16. Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах.

СанПиН 2.1.6.1032-01. Гигиенические требования к обеспечению качества атмосферного воздуха населенных мест

СН 2.2.4/2.1.8.562–96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории застройки.

СН 2.2.4/2.1.8.566–96. Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий.

					Определения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
						5
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 105 с., 11 рис., 7 табл., 48 источников.

*Ключевые слова:* нефть, магистральный нефтепровод, нефтеперекачивающая станция, оптимизация, насос, насосный агрегат, частотно-регулируемый привод.

*Объект исследования:* магистральный нефтепровод «Ленинск-Нурлино».

*Цель работы:* выбор оптимального метода повышения энергоэффективности использования насосных агрегатов при транспортировке нефти.

*В процессе исследования:* был проведен анализ современной системы транспортировки нефти и анализ методов регулирования режима перекачки.

*В результате исследования:* выполнен расчет режимов перекачки нефтепродукта, на основе которого выбраны оптимальные режимы эксплуатации участка магистрального нефтепродуктопровода «Ленинск-Нурлино» с учетом изменения параметров перекачки. На основании полученных данных определено, что применение частотно-регулируемого привода позволит добиться требуемой подачи с меньшим расходом электроэнергии на перекачку транспортируемой среды.

*Область применения:* магистральный транспорт нефти и нефтепродуктов.

*Экономическая эффективность/значимость работы:* снижение потребления электроэнергии на работу насосных агрегатов за счет выбора метода регулирования режима перекачки. Повышение эффективности работы и надежности линейной части за счет оптимизации напорно-расходной характеристики, снижение цикличности нагрузки и плавности пуска и остановки насосных агрегатов.

					<b>Повышение энергоэффективности транспорта нефти с помощью применения насосов, оборудованных частотно-регулируемым приводом</b>						
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>							
<i>Разраб.</i>		<b>Кузнецов А.А.</b>		<b>5.06.19</b>	<b>Реферат</b>			<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>	
<i>Руковод.</i>		<b>Брусник О.В.</b>		<b>5.06.19</b>						6	95
<i>Консульт.</i>											
<i>Рук-ль ООП</i>		<b>Брусник О.В.</b>		<b>5.06.19</b>							
					<b>ТПУ гр. 2Б5А</b>						



## ABSTRACT

*Key words:* oil; petrol pipe; oil transfer pumping station; optimization; pump arrangement; variable speed drive;

*The object of the study:* Leninsk-Nurlino main pipeline.

*Work purpose:* the choice of the optimal method for improving the energy efficiency of using pumping units for oil transportation.

*In the course of the research :* the analysis of the modern oil transportation system and the analysis of the methods of regulating the pumping regime were carried out.

*As a result of a research:* the calculation of oil product transfer modes was performed, on the basis of which the optimal operation modes of the Leninsk-Nurlino main oil product pipeline section were selected taking into account the change in pumping parameters. Based on the data obtained, it is determined that the use of a variable speed drive will allow to achieve the required supply with less power consumption for pumping the transported product.

*Applicationfield:* main transport of oil and oil products.

*Economic efficiency / importance of work:* Reducing electricity consumption for pumping units by choosing a method for controlling the pumping mode. Improving the efficiency and reliability of the linear part by optimizing the pressure-flow characteristics, reducing the cyclical nature of the load and the smooth start and stop of pumping units.

					<i>Повышение энергоэффективности транспорта нефти с помощью применения насосов, оборудованных частотно-регулируемым приводом</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Кузнецов А.А.</i>		<i>5.06.19</i>	<i>Оглавление</i>			
<i>Руковод.</i>		<i>Брусник О.В.</i>		<i>5.06.19</i>				
<i>Консульт.</i>								
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>		<i>5.06.19</i>				
						<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
							7	95
						<b><i>ТПУ гр. 2Б5А</i></b>		

## Оглавление

Введение .....	10
1. Основные параметры магистрального транспорта нефти .....	12
1.1. Общие положения .....	12
1.2. Перекачка нефти насосными агрегатами .....	13
1.2.1. Насосы. Основные положения, типы, характеристики .....	13
1.2.2. Нефтеперекачивающие станции .....	16
2. Анализ имеющихся методов регулирования режимов работы систем магистральных нефтепроводов .....	22
2.1. Режим работы нефтепровода .....	22
2.2. Ступенчатые методы регулирования .....	26
2.3. Плавные методы регулирования .....	30
3. Обоснование эффективности применения частотно-регулируемого привода на центробежном насосе .....	35
3.1 Критерии эффективности применения .....	37
3.1.1. Определение снижения расхода и затрат на оплату электроэнергии на перекачку. ....	37
3.1.2 Оценка изменения межремонтных интервалов, сроков службы и снижения затрат на ремонт электродвигателей .....	39
3.1.3 Оценка изменения межремонтных интервалов, сроков службы и снижения затрат на ремонт трубопроводов .....	43
3.2. Изменение частоты вращения рабочего колеса насоса как способ максимизации КПД .....	49
3.3. Система автоматического управления насосным агрегатом, оборудованным частотно-регулируемым приводом .....	52
4. Расчет оценки эффективности применения ЧРП .....	55
4.1 Исходные данные .....	55
4.2 Определение суточной производительности нефтепровода, развиваемого напора и потерь на трение .....	56
4.3 Определение требуемой частоты вращения регулируемого МНА, потери напора в трубопроводе в режимах с использованием ЧРП .....	58
4.4. Определение КПД магистральных насосов в режимах с использованием ЧРП .....	59
4.5. Определение снижения расхода и затрат на оплату электроэнергии на перекачку за счет использования ЧРП .....	60

					Повышение энергоэффективности транспорта нефти с помощью применения насосов, оборудованных частотно-регулируемым приводом		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Кузнецов А.А.		5.06.19	Оглавление		
Руковод.		Брусник О.В.		5.06.19			
Консульт.							
Рук-ль ООП		Брусник О.В.		5.06.19			
					ТПУ гр. 2Б5А		
					Лит.	Лист	Листов
						8	95

<b>5. Социальная ответственность .....</b>	<b>63</b>
<b>5.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....</b>	<b>63</b>
5.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства .....	63
5.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны .....	64
<b>5.2. Производственная безопасность .....</b>	<b>65</b>
<b>5.3. Экологическая безопасность .....</b>	<b>69</b>
5.3.1. Охрана гидросферы .....	69
5.3.2. Охрана литосферы .....	70
5.3.3. Охрана атмосферы .....	71
<b>5.4.Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....</b>	<b>71</b>
<b>6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение .....</b>	<b>76</b>
6.1 Анализ конкурентных технических решений .....	76
6.2 Планирование работ по проведению вибродиагностики технологической обвязки насосного агрегата.....	78
6.3 Определение трудоемкости выполнения работ .....	79
6.4 Разработка графика проведения проекта .....	80
6.5 Бюджет затрат на исследование .....	83
5.6 Определение ресурсоэффективности проекта .....	88
<b>Заключение.....</b>	<b>90</b>
<b>Список литературы .....</b>	<b>91</b>

## ВВЕДЕНИЕ

Транспортировка нефти и нефтепродуктов характеризуется существенными затратами на электроэнергию. «Транснефть» — крупнейшая в мире нефтепроводная компания, владеет 68,4 тыс. километров магистральных трубопроводов, 507 перекачивающими станциями, 24,4 млн кубометров резервуарных ёмкостей. Компания транспортирует 84% добываемой в России нефти и 26% производимых светлых нефтепродуктов. «Транснефть» - очень крупный потребитель электричества, ежегодно компания потребляет более 14 миллиардов кВт/ч - это составляет более одного процента от всей расходуемой в России электроэнергии. Следует сказать, что трубопроводная система РФ продолжает расширяться, следовательно, увеличивается и потребность в электроэнергии. Поэтому эффективность использования электроэнергии будет во многом определять экономическую эффективность компании. Показатель затрат компании на электроэнергию в 2017 году равен 41 718 млн. рублей, что составляет 8,8% от общих затрат и является вторым по величине в списке операционных расходов компании после расходов на оплату труда[1].

Для реализации цели и задач энергетической политики государства по сокращению удельной энергоёмкости предприятий в системе трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов в период 2009-2017 гг. была сформирована и реализована программа энергосбережения и повышения энергетической эффективности с суммарной экономией более 450 тыс. тонн условного топлива. В 2017 году снижение удельного потребления электроэнергии на транспорт нефти составило 0,5%. Согласно целям ПАО «Транснефть» до 2022 года должно поддерживаться ежегодное снижение на том же уровне.

					<i>Повышение энергоэффективности транспорта нефти с помощью применения насосов, оборудованных частотно-регулируемым приводом</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
Разраб.		Кузнецов А.А.		5.06.19	Введение		Лит.	Лист
Руковод.		Брусник О.В.		5.06.19				Листов
Консульт.								10
Рук-ль ООП		Брусник О.В.		5.06.19				95
					ТПУ гр. 2Б5А			

Одним из мероприятий, вошедших в Программу энергосбережения ПАО «Транснефть», является оптимизация технологических процессов перекачки нефти за счёт повышения КПД насосов и применения частотно-регулируемых приводов (ЧРП) на магистральных насосных агрегатах.

В ходе данной работы рассматривается вариант метода управления магистральными насосными агрегатами, который обеспечивает энергосберегающий режим их эксплуатации при максимизации КПД насосов в автоматическом режиме. Были описаны преимущества использования ЧРП; исходя из теории подобия центробежных машин и аппроксимации зависимостей «КПД- подача» и «напор-подача», был обоснован метод управления агрегатом изменением частоты вращения. В ходе обоснования определяются формулы для расчёта режимных значений напора и подачи при работе насоса с максимальным КПД, а также формула расчёта частоты вращения рабочего колеса насоса для данных параметров.

В итоге работы был рассмотрен вариант системы, непрерывно осуществляющей корректировку частоты вращения рабочего колеса центробежного насоса по виду гидравлической характеристики в автоматическом режиме с целью поддержания максимального КПД.

Целью работы является повышение энергоэффективности использования насосных агрегатов при транспортировке нефти

Для решения цели были сформулированы следующие задачи:

- ☐ Изучить нормативно-техническую документацию и специальную литературу по данной тематике;
- ☐ Провести анализ методов регулирования режимов работы МН;
- ☐ Обосновать выбор оптимального метода;
- ☐ Провести расчёт эффективности применения ЧРП на МН

# 1.ОСНОВНЫЕ ПАРАМЕТРЫ МАГИСТРАЛЬНОГО ТРАНСПОРТА НЕФТИ

## 1.1.ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

На данный момент применяется четыре основных способа транспортировки: железнодорожный, водный, автомобильный и трубопроводный. Использование определенного способа зависит от соблюдения ряда факторов, основными из которых являются бесперебойность подачи и себестоимость транспортировки.

Трубопроводный транспорт наиболее экономичный вид транспортировки на дальние расстояния, который обладает низкими операционными издержками. Данный способ подходит также и для транспортировки разных нефтепродуктов. Так, например, пропускная способность нефтепровода диаметром 1200 мм равен 80-90 млн. т в год при средней скорости перемещения потока нефти 10-12 км/ч.

В настоящий момент через трубопроводы перекачивается более 90% добываемой в России нефти (546,7 млн.т. на 2017 год). Лидирующая компания по транспортировке нефти в России ПАО «Транснефть», транспортирующая 84% всей добываемой нефти, обладает протяженностью магистральных трубопроводов более 68 тысяч километров.[1]

Достоинствами данного вида транспорта являются:

- Круглосуточная непрерывная транспортировка нефти
- Наиболее экономичная транспортировка на дальние расстояния
- Большая степень автоматизации процесса
- Снижение потерь транспортируемого продукта
- Прокладка трубопровода по кратчайшему пути

					<i>Повышение энергоэффективности транспорта нефти с помощью применения насосов, оборудованных частотно-регулируемым приводом</i>			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Кузнецов А.А.		5.06.19	Основные параметры магистрального транспорта нефти		Лит.	Лист
Руковод.		Брусник О.В.		5.06.19				12
Консульт.								Листов
Рук-ль ООП		Брусник О.В.		5.06.19				95
					ТПУ зр. 2Б5А			

Магистральным может называться трубопровод протяженностью не менее 50 км и диаметром от 220 мм. Магистральные нефте и нефтепродуктопроводы, исходя из диаметра трубопровода, делятся на четыре класса [2]:

К I классу относятся трубопроводы диаметром более 1000 мм.;

ко II классу - трубопроводы диаметром 1000-500 мм.;

к III классу - трубопроводы диаметром 500-300 мм.;

к IV классу - трубопроводы диаметром менее 300 мм.

СНиП 2.05.07 - 85 определяет для магистральных нефтепроводов категории, которые требуют установления определённых прочностных характеристик на любом участке трубопровода. Также данный документ определяет и категорийность определённых участков МН, отличающихся своими специфическими условиями эксплуатации трубопровода (переходы через водные преграды, косогорные участки, переходы через железнодорожные и автомобильные дороги). В состав магистральных нефтепроводов входят: линейные сооружения, головные и промежуточные перекачивающие и наливные насосные станции и резервуарные парки.

## **1.2.ПЕРЕКАЧКА НЕФТИ НАСОСНЫМИ АГРЕГАТАМИ**

### ***1.2.1. НАСОСЫ. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ, ТИПЫ, ХАРАКТЕРИСТИКИ.***

Насосом представляет собой гидравлическую машину, в которой энергия, поступающая извне (механическая или электрическая) трансформируется в энергию потока жидкости. В свою очередь насосным агрегатом - это уже насос, двигатель или устройство для передачи мощности от двигателя к насосу, соединенные в единый узел.

Нефтяные насосы отличает от других насосов, прежде всего, специфическими условиями работы. При перекачке нефти узлы и агрегаты

					Основные параметры магистрального транспорта нефти	Лист
						13
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

нефтяных насосов подвергаются воздействию нефтяных углеводородов, широкого диапазона температур и высокого давления. Особым условием перекачки является вязкость нефтепродуктов, насосы должны осуществлять перекачку транспортируемой среды с вязкостью до 2000 сСт.

По принципу действия насосы классифицируются на 2 группы: динамические и объемные.

В динамических насосах рабочий орган воздействует на жидкость в рабочей камере, в результате чего жидкость приобретает энергию. К динамическим насосам относятся:

- *лопастные* (центробежные, диагональные и осевые); в них лопасти рабочего колеса непрерывно воздействуют на поток жидкости;
- *вихревые*, в них вихри, срываясь с канавок рабочего колеса, непрерывно воздействуют на поток жидкости;
- *струйные*, в данных насосах струя жидкости или газа, несущая большую кинетическую энергию, подводится извне и воздействует на поток жидкости;
- *вибрационные*, в них клапан-поршень посредством высокочастотного возвратно-поступательного движения (колебания) воздействует на поток жидкости;

В объемных насосах иной принцип передачи энергии потоку. В них рабочий орган, циклично изменяя объем рабочей камеры, действует на жидкость. К таким можно отнести:

- *поршневые и плунжерные*, в них рабочим органом служит поршень или соответственно плунжер, совершающий «ход» (возвратно-поступательное движение) в рабочей камере



- *роторные*, в них поверхности шестерен или винтовых канавок, которые располагаются на периферии ротора, оказывают периодическое силовое воздействие.

Две ключевые величины (подачу ( $Q$ ) и напор ( $H$ )) называют основными энергетическими параметрами насоса. Подача отражает расход жидкости, то есть объем, проходящий в единицу времени через насос. А напор показывает приращение механической энергии жидкости, вызванное развиваемым рабочим органом насоса давлением.

$$H = \frac{p_2 - p_1}{\rho g} + \frac{v_2^2 - v_1^2}{2g} + Z_1, \quad (1.1)$$

где  $p_1, p_2$  – давление жидкости в сечениях до и после насоса;

$v_1, v_2$  – скорость жидкости в тех же сечениях;

$\rho$  – плотность жидкости;

$z$  – расстояние по вертикали между точками замера  $p_1$  и  $p_2$ ;

$g$  – ускорение свободного падения;

$N$  – мощность, потребляемая насосом мощность.

*Полезная мощность насоса* – это мощность, сообщаемая насосом перекачиваемой жидкости:

$$N_n = Qp = Q\rho gH, \quad (1.2)$$

где  $p$  – давление, развиваемое насосом.

*Полезная мощность насосного агрегата* – это мощность, сообщаемая рабочей среде насосным агрегатом:

$$N_H = N_a \eta_{дв} \eta_{пер}, \quad (1.3)$$

где  $N_a$  – потребляемая мощность насосного агрегата (определяется путем измерения энергии, подводимой от двигателя);

$\eta_{дв} \eta_{пер}$  – коэффициент полезного действия двигателя привода и передачи от двигателя к насосу.

*Коэффициент полезного действия*  $\eta$  есть отношение полезной мощности  $N_{\Pi}$  к потребляемой мощности насоса и учитывает потери энергии в насосе:

$$\eta = \frac{N_{\Pi}}{N} = \frac{QHpg}{N} \quad (1.4)$$

*КПД насосного агрегата* – это отношение полезной мощности насоса к мощности насосного агрегата:

$$\eta_a = \frac{N}{N_a}.$$

*Кавитационный запас* насоса  $\Delta h$  характеризует кавитационные качества насоса и представляет превышение удельной энергии на входе в насос над удельной энергией, соответствующей давлению насыщенных паров жидкости при температуре перекачки:

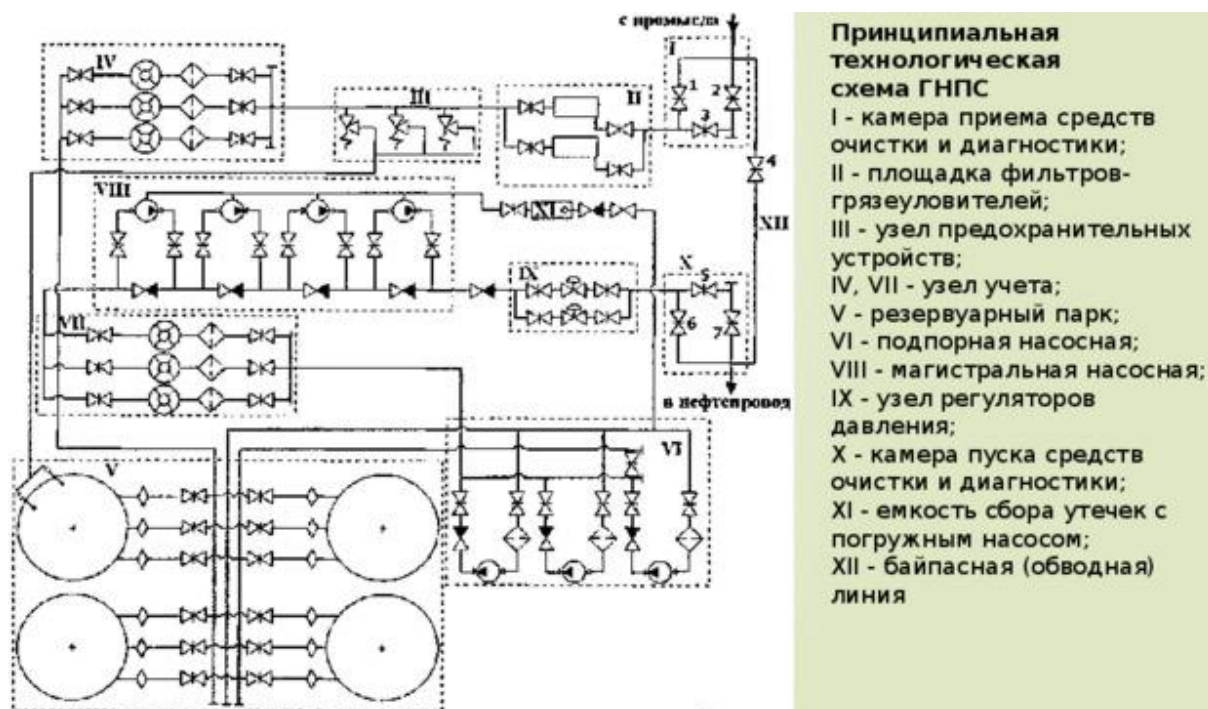
$$\Delta h = \frac{p_1}{\rho g} + \frac{v_1^2}{2g} - \frac{p_s}{\rho g}, \quad (1.5)$$

где  $p_s$  – давление насыщенных паров жидкости

### **1.2.2. НЕФТЕПЕРЕКАЧИВАЮЩИЕ СТАНЦИИ**

НПС (нефтеперекачивающая станция) – это комплекс различного рода оборудования и сооружений, главным образом предназначенный для создания (с помощью насосов) в трубопроводе давления достаточного для транспортировки определенного количества нефти до конечной точки.

Для приема нефти и производства дальнейшей транспортировки в непосредственной близости от нефтепромыслов располагаются головные нефтеперекачивающие станции (ГНПС). А для создания советующего давления (повышения его по ходу перекачки) на всей дине нефтепровода располагаются промежуточные НПС, которые размещаются исходя из гидравлического расчёта. Принципиальная технологическая схема ГНПС показана на рисунке 1.



**Рисунок 1.1** «Технологическая схема ГНПС»

Головные НПС можно назвать самой ответственной частью системы перекачки в МН, так как на них совершаются следующие операции: прием/учёт нефти, хранение нефти в резервуарах, запуск внутритрубных устройств (ВТУ), фильтрация продукта на специальных площадках (подготовка к дальнейшему транспорту), закачка нефти в систему МН. Для осуществления данных операций на НПС располагает технологическое (основное) и вспомогательное оборудование.

К основному оборудованию НПС относится:

- резервуарный парк (РП);
- узел фильтров — грязеуловителей;
- магистральная насосная (МНС);
- подпорная насосная;
- система сглаживания волн давления ;
- технологическая сеть нефтепроводов и запорно-регулирующая арматура (ЗРА);
- регуляторы давления;

- камеры пуска-приема очистных устройств и средств диагностики.

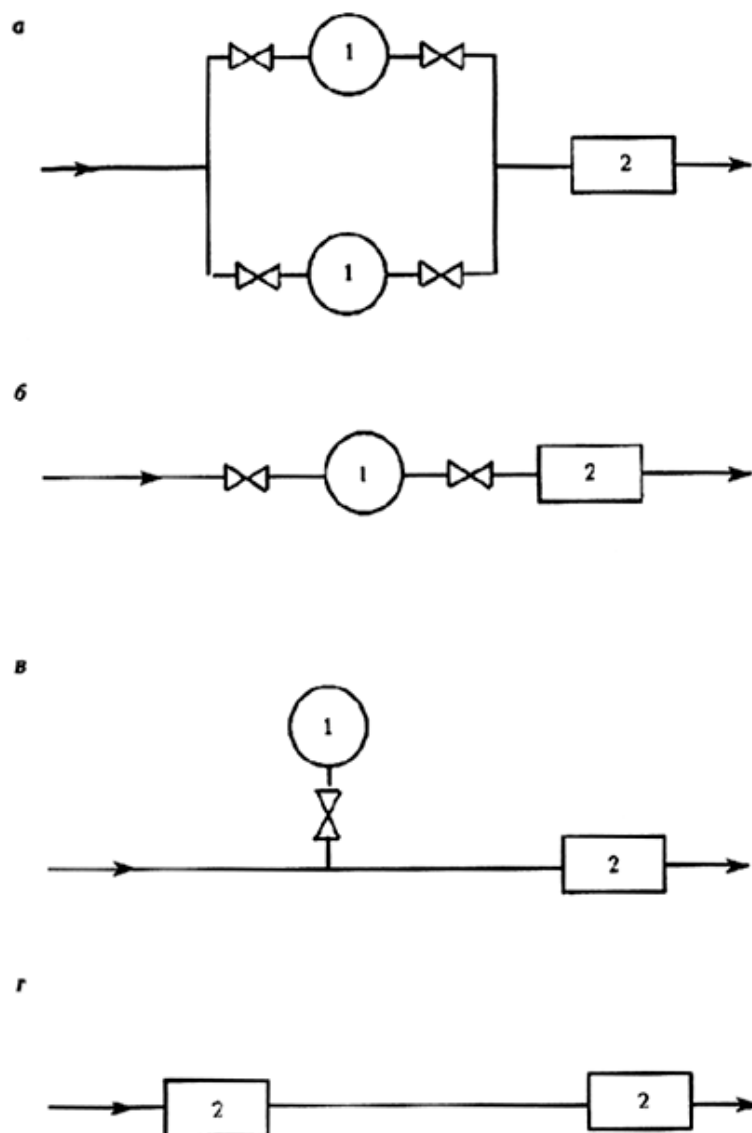
А в свою очередь к вспомогательному относится:

- сооружения для обеспечения водоснабжения;
- узел связи;
- административно — хозяйственные здания;
- сооружения по водоотведению бытовых и промышленно-ливневых стоков
- ремонтные и механические мастерские;
- пожарное депо;
- трансформаторная;
- котельная с тепловой сетью;
- складские помещения, гаражи и т.д.

Промежуточные НПС обладают практически всеми теми же объектами, что ГНПС, но, если вместимость резервуаров ГНПС составляет 2-3 суточных объема перекачки, то у резервуаров промежуточных НПС значительно ниже, или они вообще отсутствуют. Помимо этого, на промежуточных НПС могут отсутствовать узлы учета и подпорная насосная (в случае отсутствия резервуарного парка).

Перемещение транспортируемой среды посредством применения насосов по определенной схеме и называется перекачка. Размещение и соединение насосов и резервуаров имеет различные конфигурации, так можно назвать следующие основные системы перекачки нефти и нефтепродуктов: постанционную, с подключенным резервуаром, из насоса в насос, через резервуар (рис. 2)[3,4].

					Основные параметры магистрального транспорта нефти	Лист
						18
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



**Рис. 1.2. «Системы перекачки нефти и нефтепродуктов»**

*1- резервуар; 2-насосный цех; а- постанционная; б- через резервуар; в- с подключенным резервуаром; г- "из насоса в насос".*

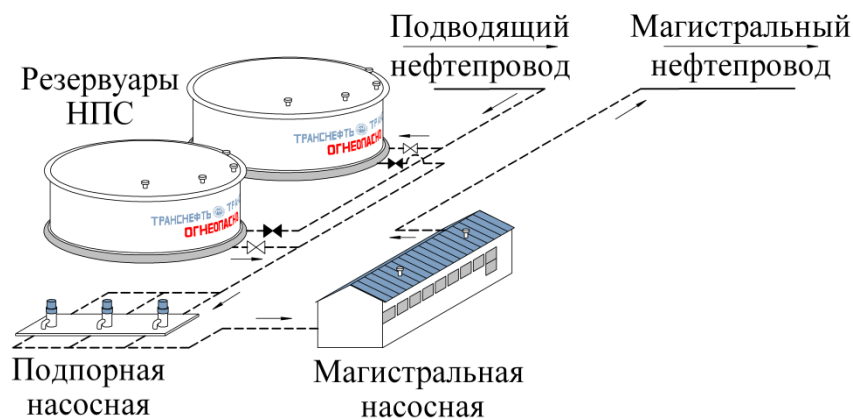
Постанционная схема (рис.3) характеризуется перекачкой, когда нефть поочередно поступает в один резервуар, а откачивается уже из другого. С помощью данной системы можно достаточно точно учитывать нефть (по уровню в резервуаре). За счёт процесса отстаивания в резервуаре добиваются большой степени разгазирования и удаления лишней воды. Однако присутствуют значительные потери вследствие регулярные заполнений и опорожнений (большие дыхания). Также недостатком являются большой капитальные затраты из-за металлоемкости на стадии строительства.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Основные параметры магистрального  
транспорта нефти

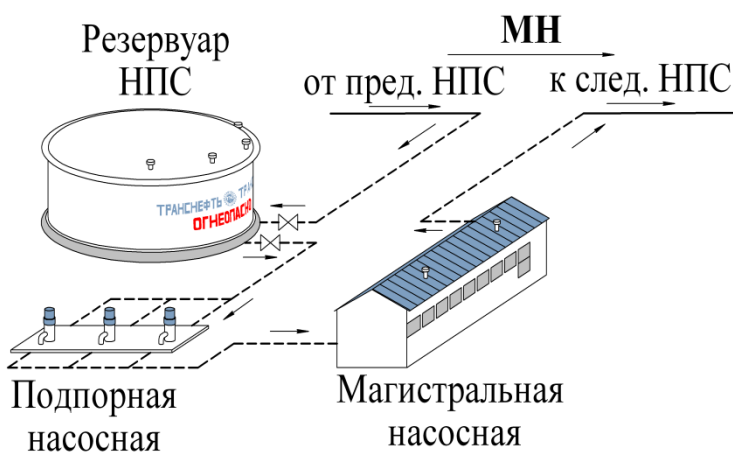
Лист

19



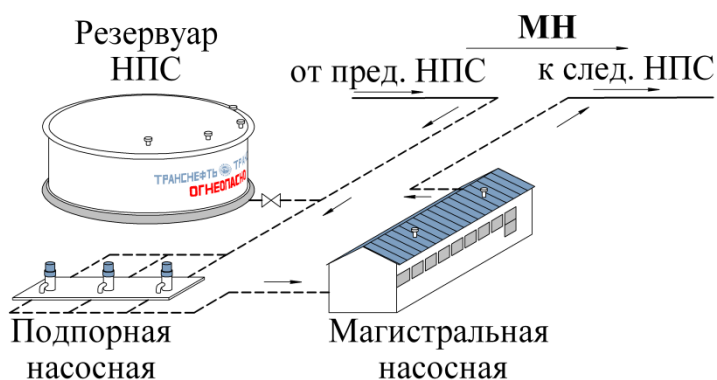
**Рис.1.3.** «Схема постанционной перекачки»

Схема перекачки через резервуар (рис.4) отличается от предыдущей тем, что пришедшая в резервуар нефть от предыдущей НПС сразу же откачивается из него для дальнейшего транспорта. Таким образом, резервуар выступает в роли буферной емкости, в случае несинхронной работы НПС. Преимуществом данной схемы можно назвать возможность удаления воздуха, частичное удаление воды и мехпримесей.



**Рис 1.4.** «Перекачка через резервуар»

Недостатком будет увеличение интенсивности потерь от «малых дыханий», возможность «больших дыханий» в случаях, когда НПС работают несинхронно и резервуар будет достаточно наполняться. Капитальные затраты чуть меньше чем при постанционной перекачке, так как требуется меньшее число резервуаров.



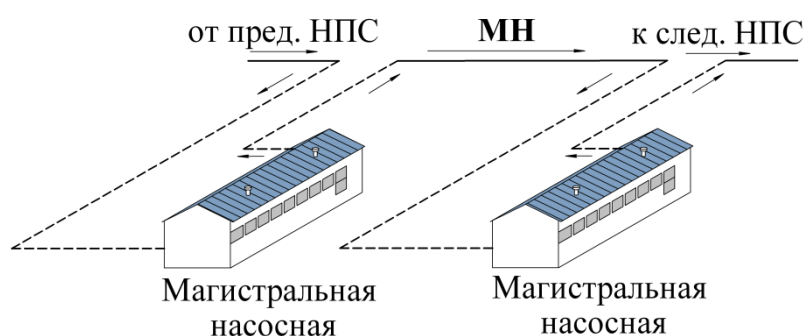
**Рис 1.5.** «Перекачка с подключенным резервуаром»

При перекачке по схеме «с подключенным резервуаром» (рис. 5) основная часть транспортируемого продукта через резервуар не перекачивается, для этого предусмотрен специальный отвод. Резервуар служит для

сглаживания разности расходов соседних станций. В случае, когда расходы нефти равны, уровень продукта в резервуаре не меняется. Плюсом схемы будет уменьшение потерь от испарения нефти, которые в будущем будут в основном зависеть от «малых дыханий».

Схема перекачки «из насоса в насос» (рис. 6) используется при отключении резервуаров

промежуточных НПС. В данном случае резервуары промежуточных НПС с помощью задвижек отключаются от магистрали и используются только для приема нефти во время аварии или ремонта. Ввиду отсутствия резервуаров исключаются потери от дыханий в резервуарах. Однако перекачка по схеме из насоса в насос требует обеспечения синхронизации объема перекачиваемого продукта на всех НС.



**Рис 1.6.** Перекачка из насоса в насос

## 2. АНАЛИЗ ИМЕЮЩИХСЯ МЕТОДОВ РЕГУЛИРОВАНИЯ РЕЖИМОВ РАБОТЫ СИСТЕМ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ.

### 2.1. РЕЖИМ РАБОТЫ НЕФТЕПРОВОДА

Режим работы нефтепровода определяется совместным решением уравнений, описывающих гидравлическую характеристику линейных участков трубопровода и напорную характеристику перекачивающих станций. При этом должны учитываться разрешенные давления, определяемые исходя из технического состояния трубопровода на каждом линейном участке, а также ограничения на работу насосов.

Производительность магистрального нефтепровода является величиной, изменяющейся во времени. Это изменение вызвано рядом технологических причин, связанных с режимом работы системы магистрального нефтепровода, режимом работы нефтегазовых месторождений и планом поставок углеводородов потребителям.

В качестве основных факторов, непосредственно влияющих на изменение нагрузки на рабочих колесах центробежных насосов можно выделить [5]:

- Неравномерность поставок нефти и её приёма потребителем
- Изменения вязкости и плотности продукта
- Сужение внутреннего диаметра в результате образования парафиновых отложений
- Ремонтные работы
- Внесение изменений в схему включения насосов

Температура нефтей и нефтепродуктов, при транспорте и хранении, изменяется в течении года, что ведёт к изменению пропускной способности МН. Минимальную пропускную способность трубопровод имеет в марте–апреле, когда температура грунта и перекачиваемой нефти наименьшая.

					<p style="text-align: center;"><i>Повышение энергоэффективности транспорта нефти с помощью применения насосов, оборудованных частотно-регулируемым приводом</i></p>			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Кузнецов А.А.		5.06.19	<p>Анализ имеющихся методов регулирования режимов работы магистральных нефтепроводов</p>	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Брусник О.В.		5.06.19			22	95
Консульт.						<p><b>ТПУ гр. 2Б5А</b></p>		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.		5.06.19				



С повышением температуры в весеннее–летний период пропускная способность увеличивается и достигает максимального значения в августе. Практикой установлено, что пропускная способность МН в тёплое время года возрастает до 110–114 % от расчётной (проектной) пропускной способности в зимнее время [6].

Для того чтобы определить во сколько раз изменится пропускная способность МН (при неизменном давлении) при изменении коэффициента кинематической вязкости с  $\nu$  до  $\nu_H$ , обусловленную сезонным колебанием температур, разделим новую пропускную способность  $Q_H$ , определённую по на старую  $Q$ .

$$\frac{Q_H}{Q} = \left( \frac{\nu_H}{\nu} \right)^{-\frac{m}{2-m}}. (2.1)$$

С течением времени, за счёт коррозии и других процессов, способствующих уменьшению толщины стенки трубопровода и появлению других дефектов, несущая способность секций трубопровода уменьшается, что ведёт к необходимости понижать давления на выходе НПС, а, следовательно, к изменению гидравлического уклона МН. Влияние несущей способности на пропускную способность можно выразить через гидравлические уклоны:

$$\frac{Q_H}{Q} = \left( \frac{i_H}{i} \right)^{\frac{1}{2-m}}. (2.2)$$

В процессе эксплуатации внутренняя полость труб нефтепровода засоряется скоплением воды, парафина, паров, механических примесей. Постепенное нарастание этих скоплений приводит к росту гидравлического сопротивления трубопровода, что неминуемо скажется на пропускной способности последнего. Оценка состояния внутренней полости производится по величине эффективного диаметра  $D_{Эф}$  или по величине коэффициента гидравлической эффективности участка МН  $E$ .

Эффективный диаметр показывает, каким должен быть диаметр простого трубопровода, чтобы его гидравлический уклон равнялся фактическому уклону участка и определяется из уравнения с учётом фактического гидравлического уклона МН:

$$D_{эф} = \left( \frac{\beta \cdot v^m \cdot Q^{2-m}}{i_{\phi}} \right)^{\frac{1}{5-m}}, \quad (2.3)$$

где  $i_{\phi}$  – фактическая величина гидравлического уклона, которая выражается из уравнения (5.3) по существующим давлениям в начале и конце рассматриваемого участка

$$i_{\phi} = \frac{\frac{P_H - P_K}{L_p} - \Delta z}{\rho g}, \quad (2.4)$$

Эффективность работы является более информативной величиной, так как показывает не только наличие загрязнения, но и дает оценку их влияния на гидравлическое сопротивление участка и оценивается соотношением теоретического и фактического гидравлических уклонов:

$$E = \frac{i}{i_{\phi}} = \left( \frac{D_{эф}}{D} \right)^{5-m}. \quad (2.5)$$

Тогда влияние состояния внутренней полости на пропускную способность МН можно оценить следующими зависимостями

$$\frac{Q_H}{Q} = \left( \frac{D_{эф}}{D} \right)^{\frac{5-m}{2-m}}. \quad (2.6)$$

$$\frac{Q_H}{Q} = E^{\frac{1}{2-m}}. \quad (2.7)$$

Таким образом, существует неравномерность режима работы транспортных систем, выраженная в изменении расхода и давления в нефтепроводе во времени. Поэтому использование МНА в некоторых условиях без

изменений может быть нецелесообразно. Существует нижний предел снижения КПД ЦН МНА (пример таблица 2.1 [7]), обусловленный необходимостью сбережения электроэнергии при условии, что приводом для ЦН служит электродвигатель.

Таблица 2.1 Значение минимальных нормативных КПД насосов

Тип насоса	Нормативный КПД насосного агрегата, %, не менее	Тип насоса	Нормативный КПД агрегата, %, не менее
НМ 125-550	61,4	НМ 1800-240	77,3
НМ 180-500	64,2	НМ 2500-230	80,5
НМ 250-475	66,0	НМ 3600-230	81,7
НМ 360-460	73,7	НМ 5000-210	82,7
НМ 500-300	74,7	НМ 7000-210	83,8
НМ 720-280	76,5	НМ 10000-210	84,0

При проектировании магистрального нефтепровода на основании технико-экономического обоснования выбирается метод регулирования режима работы магистрального нефтепровода.

Исходя из уравнения баланса напоров [6], для нефтепроводов, методы регулирования можно разделить на: методы ступенчатого и плавного регулирования.

$$\begin{cases} H = H_{НПС} = a_{II} - b_{II} \left( \frac{Q}{n} \right)^2 + \sum_{i=1}^{N_{cm}} \sum_{j=1}^m \varphi_{ij} (a_{ij} - b_{ij} \cdot Q^2) - h_{cm}(Q); \\ H = H_{ЛЧ} = 1,02 \beta \frac{\nu^m Q^{2-m}}{D^{5-m}} \cdot \sum_{i=1}^{N_{yc}} (l_i (\psi_{1i} + (1 - \psi_{1i}) \Omega - \psi_{1i} \psi_{2i} (1 - \omega))) + \Delta z + h_{ocm}. \end{cases} \quad (2.8)$$

К ступенчатым относятся: изменение количества работающих насосов НПС, изменение схемы соединения насосов на НПС, замена роторов насосов, изменение диаметра рабочего колеса насосов.

К методам плавного регулирования: дросселирование, перепуск части жидкости во всасывающую линию, применение противотурбулентных присадок, регулирование изменением частоты вращения вала насоса.

## 2.2. СТУПЕНЧАТЫЕ МЕТОДЫ РЕГУЛИРОВАНИЯ

В настоящее время, как правило, все НПС одного эксплуатационного участка МН укомплектованы насосами одного типа, но с разными диаметрами рабочих колёс, в том числе обточенными. Всё это обеспечивает возможность более тонкого изменения производительности МН (большее число дискретных режимов) при изменении схемы включения насосов. Такой метод регулирования (изменение схемы включения) является самым распространённым.

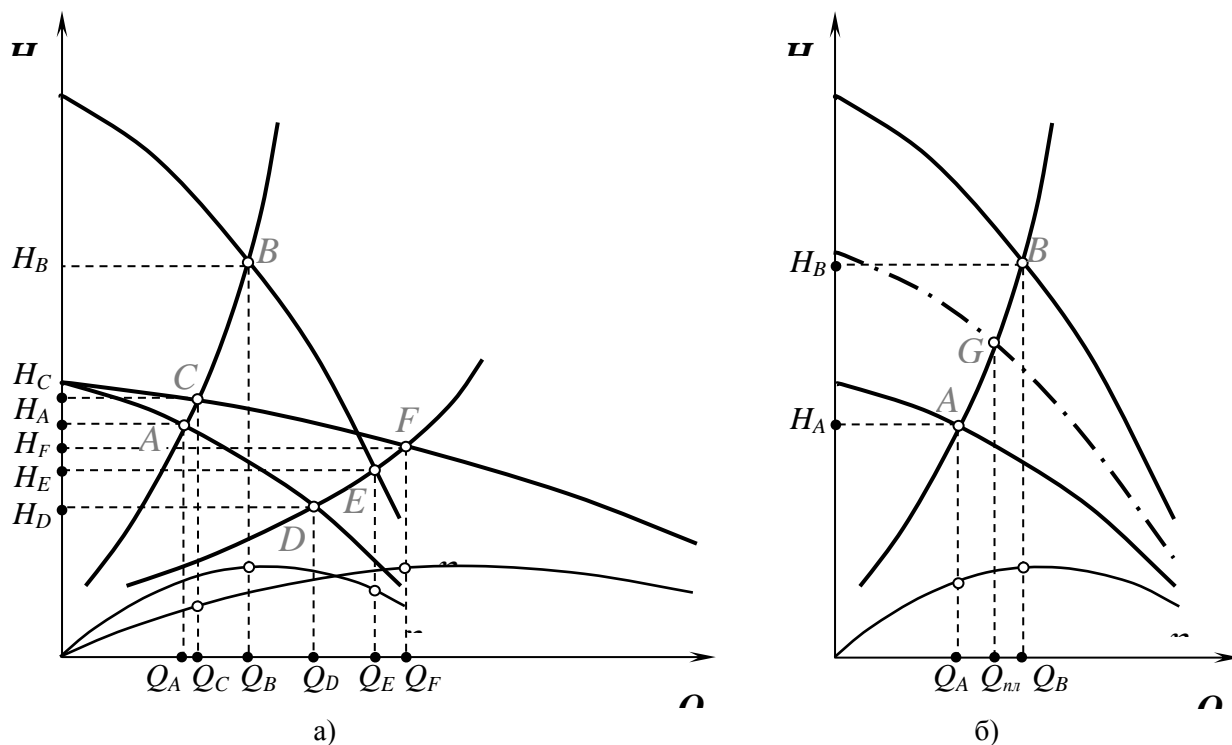
Из рисунка 2.1 нетрудно заметить, что наибольший расход при работе на трубопровод даёт та схема включения, которая обеспечивает больший напор, при этом при последовательной схеме суммируются напоры, развиваемые каждым отдельным агрегатом, а при параллельной схеме – суммируются подачи, т.е. уменьшается подача каждого из параллельно работающих насосов, а следовательно увеличивается создаваемый ими напор, однако такая схема не позволяет получить напор выше максимально возможного напора для одного насоса.

На МН целесообразно использование последовательного соединения насосов, так как трубопровод имеет достаточно крутую характеристику. При этом последовательно соединённые насосы работают с большей, чем при параллельном соединении, подачей ( $Q_B > Q_C$ ), а также с более высоким суммарным напором ( $H_B > H_C$ ) и КПД. Параллельное соединение насосов более предпочтительно при работе на трубопровод с пологой характеристикой ( $Q_F > Q_E$ ,  $H_F > H_E$ ).

Таким образом, как правило, под регулированием изменением схемы включения насосов понимается изменение последовательной схемы включения за счёт включения–отключения части агрегатов. Эта операция

					Анализ имеющихся методов регулирования режимов работы систем магистрального нефтепровода	Лист 26
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

позволяет дискретно изменить суммарный развиваемый станциями напор на величину, кратную 200–300 метрам.

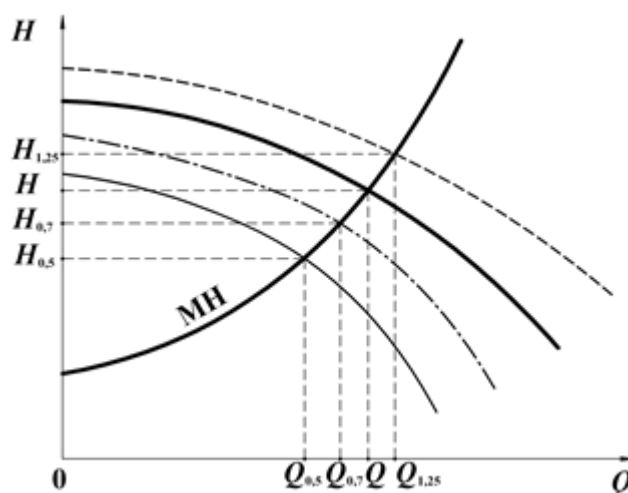


**Рис. 2.1 Совмещенная характеристика МН и НПС при регулировании изменением схемы включения насосов:** а – сравнение последовательной и параллельной схемы включения; б – циклическая перекачка

Для обеспечения планового объёма перекачки за расчётный период организуется так называемая циклическая перекачка, при которой эксплуатация МН осуществляется на двух режимах: часть планового времени  $\tau_A$  перекачка ведется на повышенном режиме с производительностью  $Q_A > Q_{нл}$ , а остаток времени  $\tau_B$  МН работает на пониженном режиме с меньшим числом включенных насосов и производительностью  $Q_B < Q_{нл}$ .

Большинство современных магистральных насосов укомплектовано сменными роторами на подачу  $0,5 \cdot Q_H$ ,  $0,7 \cdot Q_H$  и  $1,25 \cdot Q_H$ , которые имеют различные характеристики (рис. 2.2). Установка сменных роторов позволяет

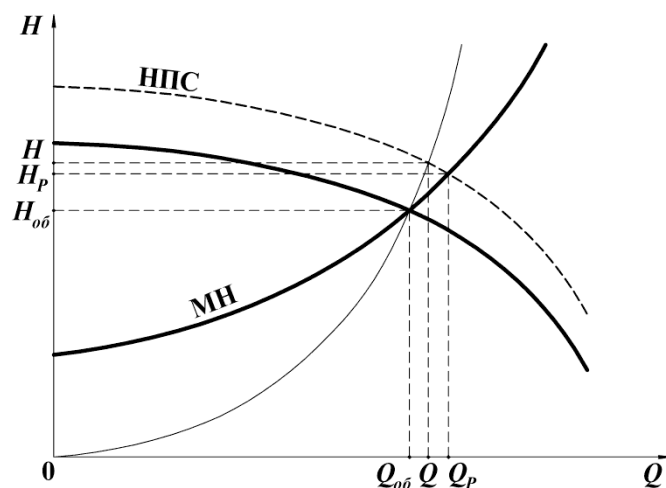
произвести дискретное изменение напора для каждого магистрального (на 20–30 м) и расхода в МН.



**Рис. 2.2. «Характеристики насоса при применении сменных насосов»**

Применение сменных роторов является экономичным на начальной стадии эксплуатации нефтепровода, когда не все перекачивающие станции построены, и трубопровод не выведен на проектную мощность (позапный ввод нефтепровода в эксплуатацию). Эффект от установки сменных роторов можно получить и при длительном уменьшении объема перекачки. По данным [8] КПД сменных колес ниже номинального для нормального ротора на 3—10%. Снижение КПД связано с дополнительными гидравлическими потерями из-за несоответствия выходной части корпуса и сменного колеса.

Обточка рабочих колес магистральных насосов по наружному диаметру позволяет более тонко регулировать изменение напора насоса и расхода в МН (см. рис. 2.3) и применяется в трубопроводном транспорте нефти достаточно часто, хоть и является наиболее нежелательный метод регулирования, так как является необратимым.



**Рис. 2.3 «Напорная характеристика при обточке роторов насоса»**

Согласно рекомендации [9] обточку рабочих колес, в зависимости от величины коэффициента быстроходности  $nS$ , можно выполнять в следующих пределах:

- при  $60 < nS < 120$  – до 20% наружного диаметра;
- при  $120 < nS < 200$  – до 15% наружного диаметра;
- при  $nS = 200 \dots 300$  – до 10% наружного диаметра.

Пересчет характеристики магистрального насоса при обточке рабочего колеса выполняется по формулам подобия [9]:

$$\frac{Q_{об}}{Q} = \frac{D_{2об}}{D_2}; \quad (2.9)$$

$$\frac{H_{об}}{H} = \left( \frac{D_{2об}}{D_2} \right)^2; \quad (2.10)$$

$$\frac{N_{об}}{N} = \left( \frac{D_{2об}}{D_2} \right)^3, \quad (2.11)$$

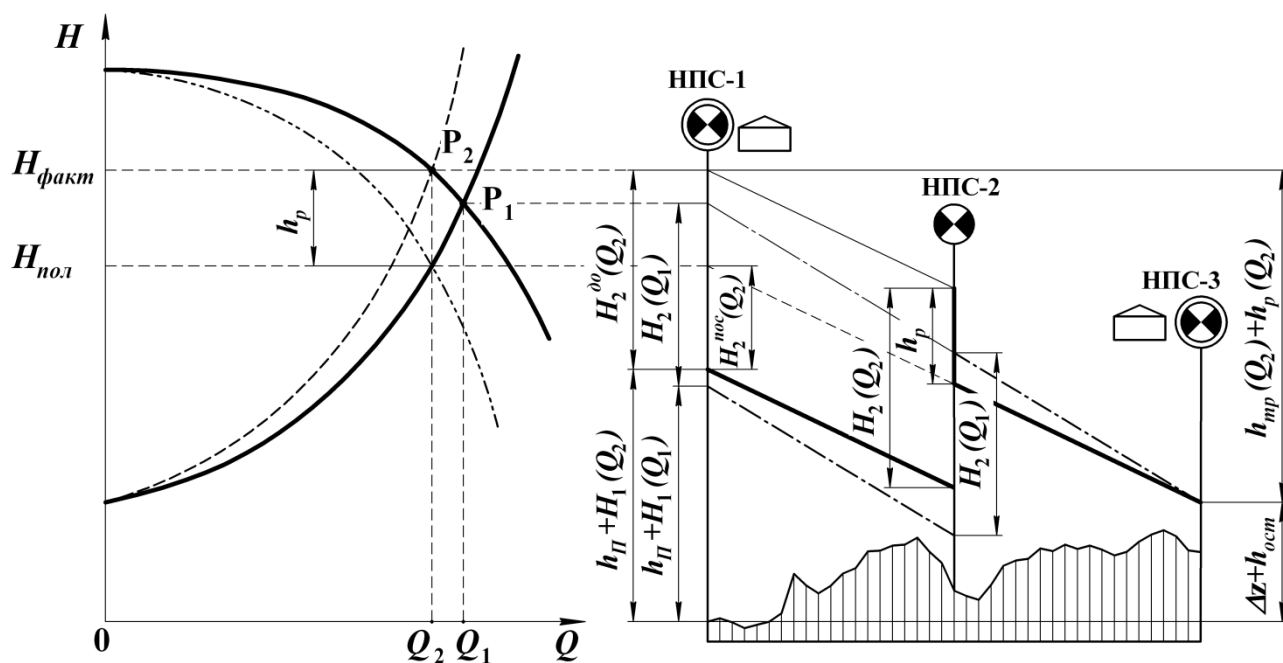
где  $Q$ ,  $H$  и  $N$  – подача, напор и потребляемая мощность, соответствующие заводскому диаметру рабочего колеса  $D_2$ ;

Данный метод имеет большой недостаток – нельзя вернуть прежний диаметр рабочего колеса, кроме того, обточка не допускается более чем на 20 %, при этом КПД падает не более чем на 1-3 %.

### 2.3. ПЛАВНЫЕ МЕТОДЫ РЕГУЛИРОВАНИЯ

Метод дросселирования на практике применяется сравнительно часто, хотя и не является экономичным. Он основан на частичном перекрытии потока нефти (создании дополнительного гидравлического сопротивления). Что ведет также к снижению КПД насосов и дополнительному расходу потребляемой мощности, так как насосам приходится постоянно преодолевать сопротивление, создаваемое дросселем.

Проанализировав совмещенную характеристику НПС и трубопровода при регулировании дросселированием (рис. 2.4), можно сделать вывод, что данный метод эффективнее применять для насосов с пологой напорной характеристикой.



**Рис. 2.4.** Совмещённая характеристика и распределение напоров по трассе при регулировании дросселированием на промежуточной НПС



С увеличением величины дросселируемого напора (потерь в БРД)  $h_p$  значение  $\eta_{ДР}$  уменьшается. Полный коэффициент полезного действия насоса или НПС определяется произведением  $\eta = \eta_n \cdot \eta_{мех} \cdot \eta_{эл.дв} \cdot \eta_{ДР}$ .

При дросселировании обычно применяют схему с установкой регулирующего органа на выходе насосной. При этом обеспечивается регулирование давления как на приеме, так и на нагнетании насосной. При ограничениях давления на приеме НПС дросселирование осуществляется как на линии нагнетания станции, так и на приеме. Однако применение регулятора давления на приемной линии ведет к еще большему снижению КПД насосов станции. Также не рекомендуется дросселирование на всасывающей линии в связи с вероятностью развития кавитации и выделения паров из перекачиваемого продукта.

Метод дросселирования целесообразно применять для насосов, имеющих пологую напорную характеристику, причем потери энергии на дросселирование не должны превышать 2 % энергозатрат на перекачку [9].

Таким образом, достоинством способа регулирования дросселированием является простота осуществления и автоматизации процесса регулирования, а также возможность применения независимо от установленного на НПС насосного оборудования.

Целесообразность применения метода можно характеризовать величиной КПД дросселирования  $\eta_{ДР}$

$$\eta_{ДР} = \frac{H_{пол}}{H_{факт}} = \frac{H_{пол}}{H_{пол} + h_p} = \frac{1}{1 - \frac{h_p}{H_{пол}}} \quad (2.12)$$

где  $H_{пол}$  – полезный напор, необходимый для ведения перекачки с расходом  $Q_2$ ;

$H_{факт}$  – фактически затрачиваемый напор.

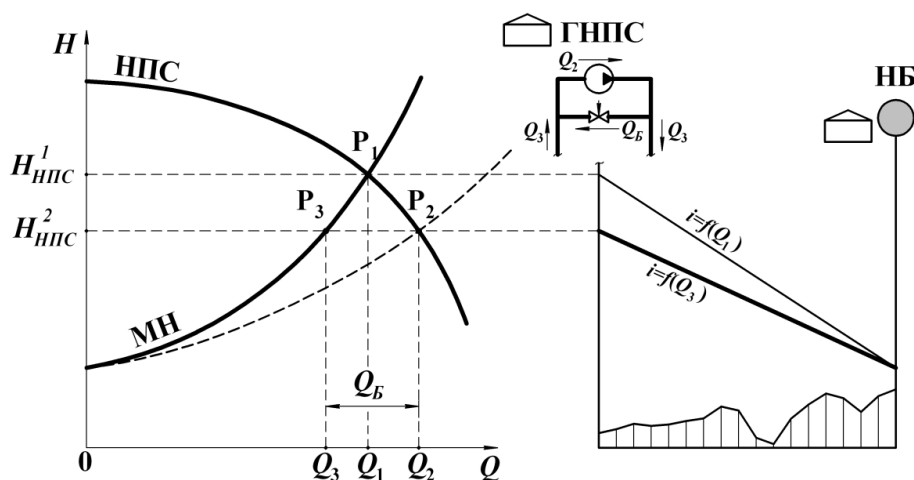
Существенный недостаток дросселирования заключается в значительных потерях энергии. Энергия, расходуемая на дросселирование, безвозвратно теряется, что снижает общий КПД насосной станции.

Согласно [10], дросселирование напора на нефтепроводе диаметром 1020 мм на 1 кгс/см<sup>2</sup> приводит к потере мощности около 220 кВт.

Метод байпасирования (перепуска части жидкости во всасывающую линию насосов) применяется в основном на ГНПС. При открытии задвижки на обводной линии (байпасе) напорный трубопровод соединяется с всасывающим, что приводит к уменьшению сопротивления после насоса и рабочая точка перемещается из положения  $P_1$  в  $P_2$  (рис. 2.3). Однако часть нефти, проходящей через насос,  $Q_B = Q_3 - Q_2$  не поступает в трубопровод, а идет через байпас во всасывающий трубопровод, при этом в магистраль поступает расход  $Q_2$ . Коэффициент полезного действия байпасирования составляет :

$$\eta_B = \frac{Q_2}{Q_3} = \frac{Q_2}{Q_2 + Q_B} . \quad (2.13)$$

Метод регулирования байпасированием согласно [6] следует применять при крутопадающих характеристиках насосов. В этом случае он экономичнее дросселирования.



**Рис. 2.3** Совмещённая характеристика МН и НПС и распределение напоров по трассе при регулировании байпасированием

Введение специальных противотурбулентных присадок позволяет уменьшить гидравлическое сопротивление магистрального нефтепровода за счет гашения турбулентных пульсаций. Но при прохождении через центробежные насосы НПС структура противотурбулентных присадок может разрушаться.

Обобщая результаты экспериментальных данных по исследованию действия ПТП, можно сделать следующие выводы [11]:

- высокомолекулярные присадки уменьшают гидравлическое сопротивление только при развитом турбулентном течении;
- положительный эффект снижения гидравлического сопротивления растёт по мере увеличения числа Рейнольдса (увеличивается турбулентность) и молярной массы присадки (увеличивается аккумулируемая присадкой энергия за счет увеличения длины молекул);
- имеется оптимальное значение концентрации присадки, при котором достигается максимальный эффект уменьшения гидравлического сопротивления;

В настоящее время противотурбулентные присадки в основном используются для обеспечения необходимой производительности на лимитирующих участках МН, либо при достижении ограничений на повышение рабочего давления.

Частоту вращения насоса можно изменять следующими способами: либо используя двигатели с переменной частотой вращения, либо при постоянной частоте вращения электродвигателя с помощью регулируемой гидравлической муфты или других устройств, применяя регулируемый электропривод на базе преобразователя частоты. При использовании гидравлической муфты частота вращения ротора электродвигателя остается

					Анализ имеющихся методов регулирования режимов работы систем магистрального нефтепровода	Лист 33
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

постоянной, а регулирование частоты вращения ведомого вала гидромуфты достигается путем изменения объема масла, заполняющего рабочее пространство колес гидромуфты. Равенства частот вращения ведущего и ведомого вала быть не может, их разность характеризуется величиной, называемой скольжением гидромуфты. Поэтому с уменьшением передаточного числа КПД гидромуфты уменьшается [12]. Когда муфта полностью заполнена маслом, скольжение –минимально, а КПД передачи наибольший и составляет 93-96%.

Более экономичным способом регулирования частоты вращения в широком диапазоне оборотов является применение полупроводниковых преобразователей. Скорость вращения вала электродвигателя изменяется пропорционально частоте и амплитуде подводимого к статору напряжения. Несмотря на их высокую стоимость в сравнении с другими способами частотного регулирования, использование приводов насосных агрегатов на базе преобразователей частоты (ПЧ) целесообразно там, где необходимо плавное регулирование в широком диапазоне при постоянно меняющихся уровнях нагрузки. КПД преобразователя частоты мало зависит от частоты вращения вала электродвигателя и для различных от моделей приводов, составляет 97-98%.

					Анализ имеющихся методов регулирования режимов работы систем магистрального нефтепровода	Лист 34
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

### 3. ОБОСНОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ЧАСТОТНО-РЕГУЛИРУЕМОГО ПРИВОДА

В таблице 3.1 представлены описанные выше способы регулирования режимов работы, с указанием ключевых недостатков, определяющих невозможность использования некоторых из них для достижения поставленной в данной работе цели.

*Таблица 3.1 Недостатки методов регулирования*

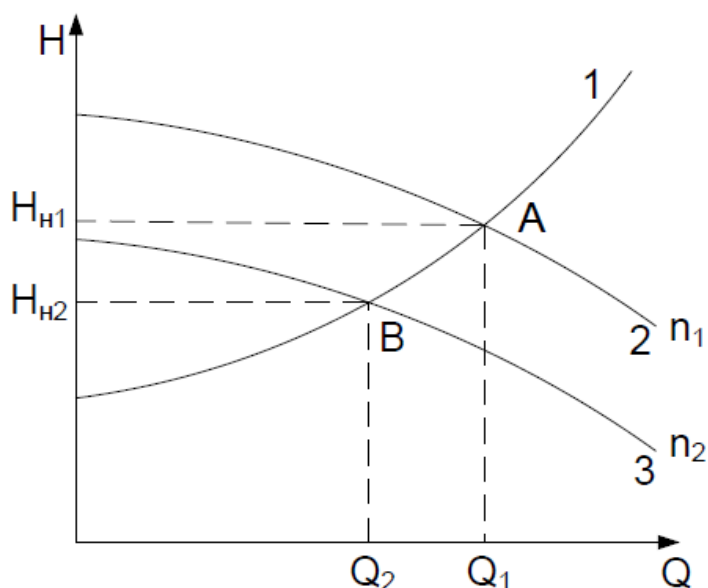
<b>Изменение количества работающих насосов и изменение схемы соединения</b>	Высокие потери электроэнергии на переключение между режимами и относительно низкий КПД
<b>Замена рабочего колеса</b>	Частая смена колес насосов практически невозможна
<b>Обточка</b>	Нельзя вернуть прежний диаметр рабочего колеса
<b>Дросселирование</b>	НПС непроизводительно развивает излишний напор. Потери могут достигать 15-20 %
<b>Байпасирование</b>	Почти не применяется, приемлем на головных НПС
<b>Применение противотурбулентных присадок</b>	При прохождении через центробежные насосы НПС структура присадок разрушается
<b>Регулирование изменением частоты вращения вала насоса</b>	Большие капитальные затраты на приобретение и монтаж оборудования

Одним из наиболее эффективных и прогрессивных методов регулирования режимов работы является регулирование изменением частоты вращения вала насоса.

При смещении напорной характеристики центробежного насоса пропорционально смещается характеристика КПД (рис.3.1). Поэтому этот метод более экономичный, но его реализация требует дополнительных

					<i>Повышение энергоэффективности транспорта нефти с помощью применения насосов, оборудованных частотно-регулируемым приводом</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
Разраб.		Кузнецов А.А.		5.06.19	Обоснование эффективности применения ЧРП		Лит.	Лист
Руковод.		Брусник О.В.		5.06.19				Листов
Консульт.								35
Рук-ль ООП		Брусник О.В.		5.06.19				95
					<b>ТПУ гр. 2Б5А</b>			

капитальных затрат на приобретение и монтаж оборудования, с помощью которого можно менять частоту вращения рабочего колеса.



1 – линия подобных режимов;

2 – напорная характеристика магистрального насоса при частоте вращения  $n_1$

3 – то же при частоте вращения  $n_2$ .

*Рис.3.1 Совмещенная характеристика нефтепровода и насоса при изменении частоты вращения вала рабочего колеса*

Преимуществами данного метода являются:

- Плавный пуск и остановка, то есть отсутствует импульсный характер нагрузки на электросети, МНА, ЗРА и трубопроводную обвязку.
- Увеличение остаточного ресурса МН ( в результате плавного выхода на режим)
- Значительная целесообразность при большой неравномерности перекачки
- Если говорить в сравнении с методом дросселирования - отсутствие узла дросселирования (и большая экономическая выгода)

### 3.1 КРИТЕРИИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ЧАСТОТНО-РЕГУЛИРУЕМОГО ПРИВОДА

#### 3.1.1. ОПРЕДЕЛЕНИЕ СНИЖЕНИЯ РАСХОДА И ЗАТРАТ НА ОПЛАТУ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА ПЕРЕКАЧКУ

При использовании ЧРП магистральных насосов снижение расхода электроэнергии достигается за счет двух основных факторов (см. ОР-03.100.50-КТН-055-14):

- исключение потерь в регуляторах давления в случае использования магистральных насосов с ЧРП для снижения давления на выходе НПС вместо использования регуляторов давления;
- повышение КПД насосов при снижении их частоты вращения.

Снижение мощности, потребляемой НА из электрической сети при использовании ЧРП в качестве РД, происходит за счет снижения напора (дифференциального давления), развиваемого насосом, и вследствие повышения его КПД. При этом снижение мощности определяется как:

$$\Delta P_{РД} = Q_c \cdot \left( \frac{P_{диф.н}}{\eta_{нер} \cdot \eta_{эд.н}} - \frac{P_{диф.р}}{\eta_{рег} \cdot \eta_{пч} \cdot \eta_{эд.р}} \right), \quad (3.1)$$

где  $\eta_{эд.н}$  – КПД ЭД при номинальной частоте вращения;

$\eta_{пч}$  – КПД преобразователя частоты;

$\eta_{эд.р}$  – КПД ЭД при регулировании частоты вращения.

$P_{диф.н}$  – дифференциальное давление в Паскалях при нерегулируемом насосе, равное разности давлений на выходе насоса (в коллекторе  $p_{кол}$ ) и входе насоса  $p_{вх}$  по КТР:

$$P_{диф.н} = P_{кол} - P_{вх}; \quad (3.2)$$

$P_{диф.р}$  – дифференциальное давление в Паскалях при регулируемом насосе, равное разности давлений на выходе НПС и входе насоса по КТР или по сведениям о СРР:

$$P_{диф.р} = P_{вых} - P_{вх}, \quad (3.3)$$

					Обоснование эффективности применения ЧРП	Лист 37
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

где  $p_{\text{вх}}$  – давление на входе НПС по КТР, Па.

Зависимость КПД ЭД от нагрузки может быть аппроксимирована степенной функцией [13]:

$$\eta_{\text{эд.н}} = r_0 + r_1 \cdot k_{\text{з.эд}} + r_2 \cdot k_{\text{з.эд}}^2, \quad (3.4)$$

где  $r_0$ ,  $r_1$  и  $r_2$  – эмпирические коэффициенты;

$k_{\text{з.эд}}$  – коэффициент загрузки ЭД.

Коэффициенты аппроксимации  $r_0$ ,  $r_1$  и  $r_2$  приводятся в справочниках. Коэффициент загрузки ЭД определяется по выражению:

$$k_{\text{з.эд}} = P_{\text{н.эд}} / P_{\text{ном}}, \quad (3.5)$$

где  $P_{\text{н.эд}}$  – мощность нагрузки ЭД, потребляемая насосом:

$$P_{\text{н.эд}} = p_{\text{диф.н}} \cdot Q_{\text{с}} / \eta_{\text{нер}} \cdot \eta_{\text{эд.н}}, \text{ Вт}, \quad (3.6)$$

где  $Q_{\text{с}}$  – производительность в  $\text{м}^3/\text{с}$ .

$\eta_{\text{нер}}$  – КПД насоса при номинальной частоте вращения;

Если в выражении (3.1):

$$\frac{p_{\text{диф.н}}}{\eta_{\text{нер}} \cdot \eta_{\text{эд.н}}} > \frac{p_{\text{диф.р}}}{\eta_{\text{рег}} \cdot \eta_{\text{пч}} \cdot \eta_{\text{эд.р}}}, \quad (3.7)$$

то использование ЧРП для регулирования давления вместо РД приведет к снижению потребляемой мощности.

Снижение расхода электроэнергии при замене циклической перекачки режимами с использованием ЧРП происходит за счет повышения КПД насосов и ЭД (см. ОР-03.100.50-КТН-055-14).

Потребление мощности из электрической сети одним НА при номинальной частоте вращения в режимах циклической перекачки определяется по выражению:

$$P_{\text{нер}} = \frac{p_{\text{диф}} \cdot Q_{\text{с}}}{\eta_{\text{нер}} \cdot \eta_{\text{эд.н}}}, \text{ Вт}. \quad (3.8)$$

где  $\eta_{\text{нер}}$  – КПД насоса при номинальной частоте вращения;

$\eta_{\text{эд.н}}$  – КПД ЭД при номинальной частоте вращения.

					Обоснование эффективности применения ЧРП	Лист 38
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



При использовании ЧРП один или несколько насосов будут работать с частотой вращения ниже номинального значения. Потребление мощности из сети одним насосным агрегатом с ЧРП определяется по выражению:

$$P_{рег} = \frac{P_{диф} \cdot Q_c}{\eta_{рег} \cdot \eta_{эд.р} \cdot \eta_{пч}}, \text{ Вт.} \quad (3.9)$$

где  $\eta_{рег}$  – КПД регулируемого насоса при частоте вращения ниже номинального значения;

$\eta_{пч}$  – КПД преобразователя частоты;

$\eta_{эд.р}$  – КПД ЭД при частоте вращения ниже номинального значения.

Если в выражениях (3.8) и (3.9) числители одинаковые, то при использовании ЧРП произойдет снижение потребления мощности при условии, что:

$$\eta_{рег} \cdot \eta_{эд.р} \cdot \eta_{пч} > \eta_{нер} \cdot \eta_{эд.н}. \quad (3.10)$$

Если условие (3.10) выполняется, то при использовании ЧРП произойдет снижение расхода электроэнергии на перекачку за сутки по сравнению с расходом электроэнергии за те же сутки при циклической перекачке, на величину:

$$\Delta W_{цп} = W_{цп} - W_{чрп}, \quad (3.11)$$

где  $W_{цп}$  – электроэнергия, потребляемая магистральными и подпорными насосами всех НПС технологического участка, эксплуатируемого МН за сутки в режимах циклической перекачки (без использования ЧРП), кВт·ч;

$W_{чрп}$  – электроэнергия, потребляемая всеми магистральными и подпорными насосами технологического участка за те же сутки при использовании ЧРП, кВт·ч.

### **3.1.2 ОЦЕНКА ИЗМЕНЕНИЯ МЕЖРЕМОНТНЫХ ИНТЕРВАЛОВ, СРОКОВ СЛУЖБЫ И СНИЖЕНИЯ ЗАТРАТ НА РЕМОНТ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ**

Частые пуски ЭД в режимах циклической перекачки приводят к

					Обоснование эффективности применения ЧРП	Лист 39
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ускоренному износу как механических частей ЭД, вследствие динамических нагрузок при пуске, так и электрических частей вследствие протекания повышенных пусковых токов. Указанные причины приводят к сокращению межремонтного интервала между текущими ремонтами, уменьшению остаточного ресурса и срока службы ЭД.

Примечание – Одной из основных причин уменьшения остаточного ресурса электрических машин является износ изоляции. Отказы ЭД из-за повреждения изоляции составляют до 55 %, поэтому срок службы всех остальных частей машины при проектировании выбирают, исходя из срока службы изоляции. Основным фактором, влияющим на срок службы изоляции ЭД, являются температура обмотки, и как следствие, тепловое старение изоляции. Дополнительный перегрев обмотки статора при пуске ЭД в режимах циклической перекачки приводит к ускоренному износу изоляции, что сокращает срок службы и изоляции, и ЭД.

При использовании ЧРП исключаются режимы циклической перекачки, что приводит к снижению числа пусков ЭД НА, с помощью преобразователя частоты появляется возможность обеспечивать плавный пуск ЭД и ограничивать пусковые токи.

В соответствии с РД-29.020.00-КТН-087-10 периодичность работ по текущему ремонту синхронных высоковольтных ЭД магистральных насосов составляет от 5000 до 6000 ч наработки или 60 пусков. При использовании ЧРП снижается число прямых пусков ЭД магистральных насосов, что влияет на изменение межремонтного интервала между текущими ремонтами ЭД.

Так как периодичность работ по текущему ремонту синхронных высоковольтных ЭД магистральных насосов составляет от 5000 до 6000 ч наработки или 60 пусков, то один пуск эквивалентен 83,3 – 100 ч наработки. В РД-29.160.30-КТН-267-10 принято, что один пуск эквивалентен 200 ч наработки и определение срока окупаемости устройств плавного пуска производится исходя из того, что каждый прямой пуск ЭД сокращает

					Обоснование эффективности применения ЧРП	Лист 40
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

межремонтный интервал на 200 ч.

Примем, что каждый пуск снижает ресурс ЭД на 100 ч. Тогда при снижении числа пусков за год на  $\Delta N$  вследствие использования ЧРП остаточный ресурс снизится на величину:

$$\Delta T_N = 100 \cdot \Delta N. \quad (3.12)$$

С другой стороны, при использовании циклической перекачки, один из насосных агрегатов работает при номинальной частоте вращения, но только часть суток  $T_{ц}$ . При использовании ЧРП он будет работать при пониженной частоте вращения, но полные сутки  $T_c$ . При этом его наработка за каждые сутки возрастет на  $\Delta T_{ч} = T_c - T_{ц}$ , а наработка за год возрастет на:

$$\Delta T_{ч} = \sum_1^m (T_c - T_{ц}), \quad (3.13)$$

где  $m$  – число суток в году, в которые использовалась циклическая перекачка;

$T_c$  – время суток, ч. Принимаем равным 24 ч;

$T_{ц}$  – продолжительность работы насосного агрегата за сутки, в которые использовалась циклическая перекачка, ч.

В результате межремонтный интервал ЭД МНА при использовании ЧРП возрастет на величину:

$$\Delta T_{тр} = 100 \cdot \Delta N - \sum_1^m (T_c - T_{ц}). \quad (3.14)$$

По аналогии с РД-29.160.30-КТН-267-10 введем коэффициент увеличения межремонтного интервала ЭД  $k_{тр}$ , (в относительных единицах):

$$k_{тр} = \frac{\Delta T_{тр}}{T_{тр}}, \quad (3.15)$$

где  $\Delta T_{тр}$  – время сокращения срока службы ЭД вследствие прямых пусков при циклической перекачке, определяемое по (3.3);

$T_{тр}$  – межремонтный период ЭД, ч, принимаемый по РД-29.020.00-КТН-087-10.

Вследствие увеличения межремонтного интервала среднегодовые

					Обоснование эффективности применения ЧРП	Лист 41
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

затраты на проведение текущих ремонтов  $i$ -го ЭД по РД-29.160.30-КТН-267-10 снижаются на:

$$\Delta Z_{\text{тp}i} = k_{\text{тp}i} \cdot Z_{\text{тp}i}, \quad (3.16)$$

где  $Z_{\text{тp}i}$  – затраты на текущий ремонт  $i$ -го ЭД, тыс. руб.

Результаты расчетов по (3.16) суммируются для всех ЭД технологического участка, на которых используется ЧРП. При этом суммарное снижение затрат на ремонт всех ЭД определяется по выражению:

$$\Delta Z_{\text{тp}} = \sum_{i=1}^N \Delta Z_{\text{тp}i}, \quad (3.17)$$

где  $N$  – число ЭД с ЧРП.

Введем коэффициент увеличения интервала между капитальными ремонтами ЭД  $k_{\text{кр}}$ , (в относительных единицах) за год вследствие снижения числа пусков:

$$k_{\text{кр}} = \frac{\Delta T_{\text{кр}}}{T_{\text{кр}}}, \quad (3.18)$$

где  $\Delta T_{\text{кр}}$  – время сокращения срока службы ЭД вследствие износа изоляции от прямых пусков за год, определяемое по РД-29.160.30-КТН-071-15, ч;

$T_{\text{кр}}$  – межремонтный интервал между капитальными ремонтами, ч, принимаемый по РД-29.020.00-КТН-087-10.

Вследствие увеличения межремонтного интервала затраты на проведение капитального ремонта  $i$ -го ЭД, приведенные к одному году, снижаются на:

$$\Delta Z_{\text{кp}i} = k_{\text{кp}i} \cdot Z_{\text{кp}i}, \quad (3.19)$$

где  $Z_{\text{кp}i}$  – затраты на ремонт обмотки  $i$ -го ЭД во время капитального ремонта, тыс. руб.

Результаты расчетов по (3.19) суммируются для всех ЭД технологического участка, на которых используется ЧРП. При этом суммарное снижение затрат на ремонт всех ЭД определяется по выражению:

					Обоснование эффективности применения ЧРП	Лист 42
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\Delta Z_{\text{кр}} = \sum_{i=1}^N \Delta Z_{\text{кр}i} . \quad (3.20)$$

### **3.1.3 ОЦЕНКА ИЗМЕНЕНИЯ МЕЖРЕМОНТНЫХ ИНТЕРВАЛОВ, СРОКОВ СЛУЖБЫ И СНИЖЕНИЯ ЗАТРАТ НА РЕМОНТ ТРУБОПРОВОДОВ**

При циклической перекачке нефти по МН циклически изменяются давления на входах и выходах НПС. В результате металл труб МН работает в условиях циклического нагружения от изменения внутреннего давления перекачиваемого продукта. Циклическое изменение давления с малой амплитудой может не оказывать влияние на предел усталости металла трубы до тех пор, пока нагружение с большой амплитудой не вызовет появление трещины. После образования трещины циклическое изменение давления приводит к ускоренному развитию дефекта, что сокращает остаточный ресурс трубы и приводит к необходимости сокращать межремонтный интервал (см. РД-23.040.00-КТН-140-11). Известно, что более 30 % отказов происходят на трубопроводах, проработавших более 20 лет, что связано с ухудшением их технического состояния и появлением усталостных трещин. Применение ЧРП позволяет исключить циклические режимы перекачки или существенно снизить их. В результате снижается цикличность нагружения и снижается скорость развития дефектов в теле трубы. При этом снижается число дефектов, требующих ремонта.

Общие сведения об оценке срока безопасной эксплуатации (остаточного ресурса) трубопровода при использовании ЧРП.

В соответствии с РД-23.040.00-КТН-265-10 для каждой трубы участка трубопровода расчет предельного срока безопасной эксплуатации  $T_{Ai}$ , год, проводится по формуле:

$$T_A = \frac{N_{\min} \cdot k}{N_g \cdot n} , \quad (3.21)$$

где  $N_{\min}$  – количество циклов развития трещины от ее начального состояния;

					Обоснование эффективности применения ЧРП	Лист 43
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$N_g$  – прогнозируемая годовая цикличность нагружения участка МН;

$n_N$  – коэффициент запаса прочности по долговечности, принимается равным 10;

$k_{Ni}$  – коэффициент пересчета долговечности, определяемый для каждой трубы в зависимости от отношения перепадов давлений при стендовых испытаниях труб и при прогнозируемой годовой цикличности нагружения и от соответствия проектной и требуемой по СП 36.13330.2012 категорией участка.

В соответствии с РД-23.040.00-КТН-265-10, для действующего МН, эксплуатируемого без использования ЧРП, прогнозируемая годовая цикличность определяется как наибольшее значение приведенной цикличности нагружения за последние 3 года работы на всем участке между соседними резервуарными парками.

Срок безопасной эксплуатации – период работы трубопровода, в течение которого гарантируется его безотказная работа при разрешенном (допустимом) рабочем давлении, нормативных внутренних и внешних воздействиях и устранении дефектов, выявленных по результатам технического диагностирования (см. РД-23.040.00-КТН-265-10). При оценке влияния ЧРП на увеличение предельного срока безопасной эксплуатации и межремонтного интервала срок безопасной эксплуатации трубопровода необходимо определять на конец исследуемого года для двух случаев.

Если трубопровод эксплуатируется без использования ЧРП, то срок безопасной эксплуатации определяется по формуле (3.21), где вместо прогнозируемого значения цикличности нагружения подставляется фактическое значение цикличности нагружения  $N_{\Phi}$  при работе трубопровода в течение исследуемого года без использования ЧРП, принимаемое по исходным данным и/или определяемое по сведениям о СРР. Обозначим срок безопасной эксплуатации для этого случая через  $T_{\text{А.Ф.}}$ . При этом формула (3.21) принимает вид:

					Обоснование эффективности применения ЧРП	Лист
						44
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$T_{A.Ф} = \frac{N_{min} \cdot k}{N_{\Phi} \cdot n}, \quad (3.22)$$

где  $N_{\Phi}$  – фактическое значение цикличности нагружения участка МН при работе трубопровода в течение исследуемого года без использования ЧРП, принимаемое по исходным данным и/или определяемое по сведениям о СРР.

Если трубопровод эксплуатируется с использованием ЧРП, то в качестве прогнозируемой годовой цикличности нагружения участка МН  $N_g$  должна быть принята фактическая цикличность нагружения  $N_{ЧРП}$ , определенная по методике для работы МН с использованием ЧРП. В соответствии с РД-23.040.00-КТН-115-11 фактическая цикличность нагружения принимается равной приведенной годовой цикличности нагружения за соответствующий период.

Обозначим срок безопасной эксплуатации для этого случая через  $T_{A.ЧРП}$ . Тогда формула (3.1) принимает вид:

$$T_{A.ЧРП} = \frac{N_{min} \cdot k}{N_{ЧРП} \cdot n}, \quad (3.23)$$

где  $N_{ЧРП}$  – цикличность нагружения, определяемая при работе МН с использованием ЧРП.

В формулах (3.22) и (3.23)  $N_{min}$  – это количество циклов развития трещины от ее начального состояния на начало исследуемого года. Поэтому в формулах (3.22) и (3.23) это одно и то же значение. Одинаковые значения в формулах (3.22) и (3.23) имеют также коэффициенты  $k$  и  $n$ .

При одинаковых значениях  $N_{min}$ ,  $k$  и  $n$  из формул (3.22) и (3.23) следует, что срок безопасной эксплуатации (остаточный ресурс) трубы на конец исследуемого периода времени (года) обратно пропорционален цикличности нагружения за этот период времени:

$$\frac{T_{A.ЧРП}}{T_{A.Ф}} = \frac{N_{\Phi}}{N_{ЧРП}}. \quad (3.24)$$

Отношение  $T_{A.ЧРП}/T_{A.Ф}$  – представляет собой коэффициент  $k_{Б.Э}$

изменения срока безопасной эксплуатации трубы при работе МН с использованием ЧРП по сравнению со сроком безопасной эксплуатации трубы при работе МН за тот же период времени без использования ЧРП:

$$k_{\text{Б.Э.}} = \frac{T_{\text{А.ЧРП}}}{T_{\text{А.Ф}}} . \quad (3.25)$$

Отношение  $N_{\text{Ф}}/N_{\text{ЧРП}}$  представляет собой коэффициент снижения цикличности нагружения  $k_{\text{С.Ц.}}$ .

Тогда из (3.24) и (3.25) получаем, что коэффициент изменения срока безопасной эксплуатации трубы при работе МН с использованием ЧРП по сравнению работой МН без использования ЧРП равен коэффициенту снижения цикличности нагружения:

$$k_{\text{Б.Э.}} = k_{\text{С.Ц.}} . \quad (3.26)$$

При известном сроке безопасной эксплуатации трубы в режимах без использования ЧРП  $T_{\text{А}}$  срок безопасной эксплуатации трубы при использовании ЧРП может быть найден по формуле:

$$T_{\text{А.ЧРП}} = T_{\text{А}} \cdot k_{\text{С.Ц.}} .$$

Увеличение срока безопасной эксплуатации труб участка МН позволяет увеличить интервалы между ремонтными работами по устранению дефектов. При этом ремонтные работы на участке МН смещаются на последующие периоды времени и их количество, а соответственно и затраты на ремонт в год, уменьшаются.

При межремонтном интервале  $T_{\text{МР}}$  число ремонтов трубы за интервал времени  $T$  при работе трубопровода без использования ЧРП будет равно:

$$n_{\text{Р1.}} = \frac{T}{T_{\text{МР.Ф}}} , \quad (3.27)$$

где  $n_{\text{Р1}}$  – число ремонтов труб участка МН между соседними НПС за интервал времени  $T$  при работе трубопровода без использования ЧРП;

$T_{\text{МР.Ф}}$  – фактическое среднее значение межремонтного интервала при

					Обоснование эффективности применения ЧРП	Лист 46
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



*работе трубопровода в течение исследуемого года без использования ЧРП.*

При работе трубопровода с использованием ЧРП число ремонтов трубы за интервал времени  $T$  будет равно:

$$n_{p2} = \frac{T}{T_{\text{МР..ЧРП}}} . \quad (3.28)$$

*где  $n_{p2}$  – число ремонтов труб участка МН между соседними НПС за интервал времени  $T$  при работе трубопровода с использованием ЧРП;*

*$T_{\text{МР.ЧРП}}$  – среднее значение межремонтного интервала при работе трубопровода в течение исследуемого года с использованием ЧРП.*

Длительность межремонтного интервала зависит от срока безопасной эксплуатации и может быть принята пропорциональной сроку безопасной эксплуатации:

$$\frac{T_{\text{МРЧ.РП}}}{T_{\text{МР.Ф}}} = \frac{T_{\text{А.ЧРП}}}{T_{\text{А.Ф}}} .$$

Тогда из (3.27) и (3.28) с учетом (3.24) следует, что:

$$n_{p2} = \frac{n_{p1}}{k_{\text{с.ц}}} , \quad (3.29)$$

*где  $k_{\text{с.ц}}$  – коэффициент снижения цикличности нагружения.*

Таким образом, количество ремонтов по устранению дефектов участка трубопровода между соседними станциями в год уменьшается пропорционально коэффициенту снижения цикличности нагружения.

Принимая среднее значение затрат на один ремонт при использовании ЧРП таким же, как и при эксплуатации МН без использования ЧРП. Тогда умножая обе части (3.29) на среднее значение затрат на один ремонт, получаем:

$$Z_{p2} = \frac{Z_{p1}}{k_{\text{с.ц}}} , \quad (3.30)$$

*где  $Z_{p1}$  – затраты на ремонт по устранению дефектов при работе МН без использования ЧРП;*

					Обоснование эффективности применения ЧРП	Лист 47
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$Z_{p2}$  – затраты на ремонт по устранению дефектов при работе МН с использованием ЧРП.

Тогда снижение затрат на ремонт трубопровода между соседними станциями равно разности затрат  $Z_{p1}$  и  $Z_{p2}$ :

$$\Delta Z = Z_{p1} - Z_{p2} = Z_{p1} \cdot \left( 1 - \frac{1}{k_{с.ц}} \right). \quad (3.31)$$

Так как коэффициент снижения цикличности нагружения определяется отдельно для каждого участка трубопровода между соседними станциями, то снижение затрат на ремонт трубопровода также должно определяться отдельно для каждого участка между соседними станциями.

Формулы (3.29) – (3.31) получены в предположении, что длительность межремонтного интервала пропорциональна сроку безопасной эксплуатации, и что развитие всех дефектов во времени вследствие снижения цикличности нагружения происходит равномерно. Применение данных формул возможно при отсутствии сведений об уменьшении количества дефектов, подлежащих ремонту.

Для точного расчета и/или рассмотрения полного перечня дефектов трубопровода требуется определение точного уменьшения количества дефектов, подлежащих ремонту, которое должно определяться с учетом информации о параметрах фактически имеющихся дефектов и их развитии во времени под влиянием цикличности нагружения. Такие расчеты выполняются силами АО «Транснефть – Диаскан», где разработана программа, которая, используя информацию о параметрах фактически имеющихся дефектов в трубопроводе по известному значению коэффициента снижения цикличности нагружения, рассчитывает развитие дефектов во времени и позволяет определять уменьшение количества дефектов, подлежащих ремонту в течение всего срока службы трубопровода. При известном значении уменьшения количества дефектов, подлежащих ремонту, снижение затрат на ремонт трубопровода участка трубопровода между

соседними НПС при использовании ЧРП определяется по выражению:

$$\Delta Z_i = \sum_1^n n_{\text{ДПР}j} \cdot Z_{\text{ср}j}, \quad (3.32)$$

где  $n_{\text{ДПР}j}$  – среднее уменьшение количества дефектов определенного типа, подлежащих ремонту на  $i$ -м участке между соседними станциями по данным АО «Транснефть – Диаскан» в течение принятого срока окупаемости;

$Z_{\text{ср}j}$  – средние затраты на ремонт одного дефекта определенного типа.

Если уменьшение количества дефектов  $n_{\text{ДПР}j}$ , подлежащих ремонту, неизвестно, то снижение затрат на ремонт трубопровода определяется по формуле (3.31).

Снижение затрат на ремонт труб всего технологического участка складывается из суммы снижения затрат на ремонт труб каждого участка между соседними станциями:

$$\Delta Z_{\text{ТВ}} = \sum_1^n \Delta Z_i, \quad (3.33)$$

где  $n$  – число участков между соседними станциями в составе технологического участка;

$i$  – номер участка между соседними станциями.

### 3.2. ИЗМЕНЕНИЕ ЧАСТОТЫ ВРАЩЕНИЯ РАБОЧЕГО КОЛЕСА НАСОСА КАК СПОСОБ МАКСИМИЗАЦИИ КПД

Метод изменения частоты вращения основан на теории подобия центробежных машин [15]:

$$\frac{Q_{\text{Н1}}}{Q_{\text{Н2}}} = \left( \frac{n_1(\omega_1)}{n_2(\omega_2)} \right); \quad \frac{H_{\text{Н1}}}{H_{\text{Н2}}} = \left( \frac{n_1(\omega_1)}{n_2(\omega_2)} \right)^2; \quad \frac{N_{\text{Н1}}}{N_{\text{Н2}}} = \left( \frac{n_1(\omega_1)}{n_2(\omega_2)} \right)^3, \quad (3.34)$$

где  $Q_{\text{Н1}}$ ,  $H_{\text{Н1}}$  и  $N_{\text{Н1}}$  – подача, напор и потребляемая мощность магистрального насоса, соответствующая частоте вращения рабочего колеса  $n_1$  (угловой скорости).

					Обоснование эффективности применения ЧРП	Лист 49
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Полином, определяющий напор развиваемый насосным агрегатом, принимает следующий вид:

$$H = a \left( \frac{n}{n_0} \right)^2 - bQ^2 \quad (3.35)$$

Применение данного метода на НПС систем магистральных нефтепроводов позволяет облегчить синхронизацию работы станций и избежать гидравлических ударов в нефтепроводе.

Изменение частоты вращения рабочего колеса центробежного насоса возможно осуществить в следующих трех случаях:

- применение двигателей с изменяемой частотой вращения
- установка на валу насосов специальных муфт с регулируемым коэффициентом проскальзывания (гидравлических, электромагнитных, токовихревых);
- применение преобразователей частоты переменного тока электродвигателей.

Для обоснования применения метода регулирования изменением частотой вращения рассмотрим зависимости характеристик ЦН и трубопровода. При помощи метода приближения (аппроксимации) КПД центробежного насоса можно представить в виде зависимости, представляющей собой полином третьей степени. При отсутствии гидравлических и объемных потерь (при нулевой подаче) свободный член обращается в ноль:

$$\eta_n = c_1 Q + c_2 Q^2 + c_3 Q^3. \quad (3.36)$$

Исследуем данную зависимость для того, чтобы определить показатели расхода и напора, соответствующие значению  $\eta_{\max}$ . То есть :

$$\frac{d\eta}{dQ} = f(c_1 Q + c_2 Q^2 + c_3 Q^3) = 0 \Rightarrow \eta \rightarrow \max \quad (3.37)$$

					Обоснование эффективности применения ЧРП	Лист 50
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Тогда для определения  $Q_{\eta_{\max}}$  и  $H_{\eta_{\max}}$  требуется решить систему уравнений ( $a, b$  – постоянные коэффициенты характеристики насоса,  $c_i$  – коэффициенты аппроксимации)[15]:

$$\begin{cases} Q_{\eta_{\max}} = \frac{-c_2 - \sqrt{c_2^2 - 3c_1c_3}}{3c_3} \\ H_{\eta_{\max}} = a - bQ_{\eta_{\max}}^2 \\ \eta_{\max} = c_1Q + c_2Q^2 + c_3Q^3 \end{cases} \quad (3.38)$$

Применяя теорию подобия можно утверждать, что:

$$H = \frac{H_{\eta_{\max}}}{Q_{\eta_{\max}}^2} Q^2. \quad (3.39)$$

Для определения напорной характеристики трубопровода, изменяющейся с изменением расхода и иных параметров, пользуемся зависимостью:

$$H = d_0 + d_1Q + d_2Q^2, \quad (3.39)$$

где  $d_0 = \Delta z + h_{\text{ост}} - h_{\text{п}}$  – коэффициент, зависящий от остаточного напора, подпора и геодезического перепада (разности высот);  $d_2 = 1,02 * f * Q^{-m} * L_p$  – коэффициент, учитывающий значение расхода, гидравлический уклон и протяженность рассматриваемого участка.

Поскольку основанием для проведения гидравлических расчётов в данном случае служит уравнение балансов напоров, то при определении режимных значений расхода и напора для установившихся условий коэффициентом  $d_1$  пренебрегаем. Тогда имеет место следующая зависимость:

$$Q_p = Q_{\eta_{\max}} \sqrt{\frac{d_0}{H_{\eta_{\max}} - d_2 Q_{\eta_{\max}}^2}}; \quad (3.40)$$

$$H_p = \frac{H_{\eta_{\max}} d_0}{H_{\eta_{\max}} - d_2 Q_{\eta_{\max}}^2}. \quad (3.41)$$

В результате частота вращения, характеризующая работу с максимально возможным КПД, определяется выражением:

$$n = n_0 \sqrt{\frac{H_p - bQ_p^2}{a}} = n_0 \sqrt{\frac{d_0(H_{\eta_{\max}} + bQ_{\eta_{\max}}^2)}{a(H_{\eta_{\max}} - d_2 Q_{\eta_{\max}}^2)}}. \quad (3.42)$$

### 3.3. СИСТЕМА АВТОМАТИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ НАСОСНЫМ АГРЕГАТОМ, ОБОРУДОВАННЫМ ЧАСТОТНО-РЕГУЛИРУЕМЫМ ПРИВОДОМ

Для повышения экономического эффекта от использования частотного регулирования предлагается рассмотреть *Патент 2498116* «Система автоматического управления турбоагрегатом» / Кабанов О.В., Самоленков С.В.; [15,16]. В данном патенте представлена САУ, максимизирующая КПД в непрерывном автоматическом режиме.

Принципы её работы основаны на:

- Регулирование по виду гидравлической характеристики напорного участка
- Автоматическом определении коэффициентов напорной характеристики, коэффициентов, определяемых геодезическим положением, напором и коэффициентов характеристики КПД
- Корректировке частоты с учётом фактической характеристики напорного участка

Сама она представляет систему датчиков и блоков, с помощью которых автоматически вычисляются коэффициенты по форме характеристик КПД и по форме напорной характеристики. Исходя из них и параметров, снимаемых датчиками, на блоках вычисляются параметры, соответствующие максимальному значению КПД и фактические параметры, учитывающие гидравлическую характеристику. На блоке переключения сигналов частот формируется сигнал рабочей частоты, поступающий на систему преобразования частоты. Далее сигнал поступает на

электродвигатель. Схема системы представлена на рисунке 3.2, основные элементы перечислены в таблице 3.2.

На блок 12 формирования режимных параметров ЦН, подаются сигналы коэффициентов характеристики КПД ЦН  $c_1, c_2, c_3$  с блока задания 11 формы характеристики КПД ЦН и сигналы коэффициентов напорной характеристики  $a_0, a_1, a_2$  с блока задания 10 формы напорной характеристики ЦН, где формируются сигналы расхода  $Q_{\eta \max}$  и напора  $H_{\eta \max}$  ЦН при максимальном КПД ЦН по формулам системы.

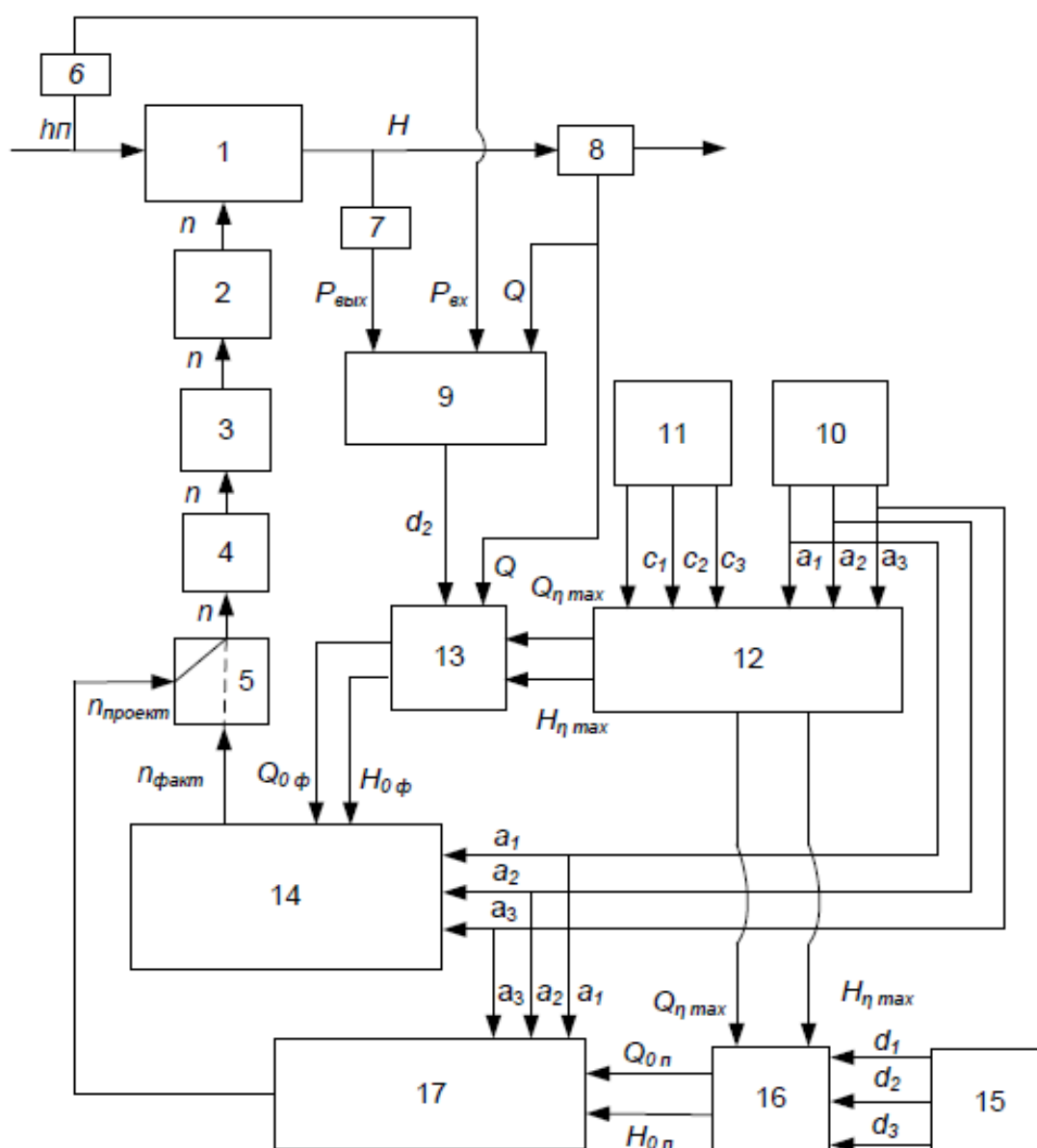


Рис.3.2 Схема системы автоматического управления

Сигналы расхода  $Q_{\eta \max}$  и напора  $H_{\eta \max}$  ЦН при максимальном КПД ЦН подаются на определитель фактических режимных параметров 13 ЦН и трубопровода и на определитель 16 проектных режимных параметров ЦН и трубопровода. Определитель 16 проектных режимных параметров ЦН формирует сигналы расхода  $Q_{0n}$  и напора  $H_{0n}$ , проектного режима работы ЦН.

Таблица 3.2 Элементы САУ

1 Центробежный насос
2 Электродвигатель
3 Преобразователь частоты
4 Система регулирования ПЧ
5 Блок переключения
6 Датчик давления
7 Датчик давления
8 Расходомер
9 Блок вычисления
10 Блок задания формы хар-ки напора
11 Блок задания формы хар-ки КПД
12 Блок формирования режимных параметров
13 Определитель фактических режимных параметров
14 Блок вычисления факт. частоты
15 Блок задания проектной хар-ки
16 Определитель параметров проект.
17.Блок вычисления частоты проект.

Сигнал частоты вращения рабочего колеса ЦН на проектном режиме работы  $n_{\text{проект}}$  подаются на блок переключения 5 входных сигналов частот, где сравниваются проектное значение частоты при максимальном КПД ЦН  $n_{\text{проект}}$  и фактическая величина частоты вращения рабочего колеса ЦН  $n_{\text{факт}}$ .

Практической ценностью устройства является непрерывное осуществление процесса максимизации КПД, путем постоянной корректировки частоты вращения по виду гидравлической характеристики в автоматическом режиме без участия оператора.



## 4. РАСЧЕТ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ЧРП

### 4.1 ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

Плотность нефти – 872,21 кг/м<sup>3</sup>.

Остаточный напор – 40 м.

Внутренний диаметр трубопровода (уточненный) – 1185 мм.

Вязкость нефти – 18,55 мм<sup>2</sup>/с.

Ориентировочная стоимость ЧРП – 68 000 тыс. руб.

КПД ПЧ – 0,98.

Эквивалентная (абсолютная) шероховатость стенки трубы – 0,15 мм.

Таблица 4.1 – Данные о профиле трассы

Параметр	НПС1	НПС2	НПС3	НПС4	НПС5
Геодезическая отметка	396,4	427,7	435,7	154,3	196,83
Отметки по расстоянию	1459,75	1520,9	1610,1	1686,6	1741,0

Таблица 4.2 – Данные подпорных и магистральных насосов

НПС	Тип насоса	Порядковый номер на НПС	Ротор	Марка насоса
Ленинск	Подпорный	1	840	НМП-5000х115
Ленинск	Магистральный	4	495/485	НМ10000х210
Бердяуш	Магистральный	1	495/485	НМ10000х210

Таблица 4.3 – Данные по схемам работы для режимов циклической перекачки из сведений о соблюдении режимов работы за сутки (3 января)

Режим	Время работы, час	Q(т/ч)	Схема работы НА на НПС 1	Схема работы НА на НПС 2	Схема работы НА на НПС 3	Схема работы НА на НПС 4
002	21	6500	2п+№2(4)	№2(1)	-	-
001	3	5333,83	2п+№2(4)	-	-	-

Коэффициенты напорной характеристики подпорных насосов

$$a = 136,7 \text{ м; } b = 1,27 \cdot 10^{-4} \text{ с}^2/\text{м}^5;$$

Коэффициенты напорной характеристики магистральных насосов

$$a = 302,47 \text{ м; } b = 1,14 \cdot 10^{-6} \text{ с}^2/\text{м}^5;$$

Тариф на электроэнергию – 3,03 руб./ кВт·ч

					Повышение энергоэффективности транспорта нефти с помощью применения насосов, оборудованных частотно-регулируемым приводом			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Кузнецов А.А.		5.06.19	Расчёт энергоэффективности применения ЧРП		Лит.	Лист
Руковод.		Брусник О.В.		5.06.19				Листов
Консульт.								55
Рук-ль ООП		Брусник О.В.		5.06.19				95
					ТПУ гр. 2Б5А			

Т а б л и ц а 4.4 – Данные электродвигателей МНА

Тип электродвигателя	КПД, %	Номинальная мощность, кВт	Номинальная скорость, об/мин
СТД-8000-2РУХЛ4	97,7	8000	3000

#### 4.2 ОПРЕДЕЛЕНИЕ СУТОЧНОЙ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ НЕФТЕПРОВОДА, РАЗВИВАЕМОГО НАПОРА И ПОТЕРЬ НА ТРЕНИЕ

Выполняется перевод производительности из единиц измерения, представленных в исходных данных, в единицы измерения в системе СИ по формуле:

$$Q = \frac{1000 \cdot Q_{\text{исх}}}{\rho} \quad (4.1)$$

$$Q_1 = \frac{1000 \cdot 6500}{872,21} = 7452,334 \text{ м}^3/\text{ч} \quad (4.2)$$

$$Q_2 = \frac{1000 \cdot 5333,83}{872,21} = 6114,737 \text{ м}^3/\text{ч} \quad (4.3).$$

Определяется среднесуточная производительность:

$$Q_{\text{сут}} = \frac{T_1 \cdot Q_1 + T_2 \cdot Q_2}{T_1 + T_2}. \quad (4.4)$$

Подставляя из исходных данных:  $T_1=21$  ч;  $T_2=3$  ч;  $Q_1=6500$  т/ч и  $Q_2=5333,83$  т/ч, и переводя производительность в метры кубические в час, получаем

$$Q_{\text{сут}} = \frac{21 \cdot 7452,334 + 3 \cdot 6114,737}{21 + 3} = 7285,13 \text{ м}^3/\text{ч} \quad (4.5)$$

Определим потери напора на трение. Определяется относительная шероховатость трубы:

$$\bar{k} = \frac{k_2}{D} = \frac{0,15}{1,185 \cdot 1000} = 0,000127 \quad (4.6)$$

Определяются значения граничных чисел Рейнольдса  $Re_1$  и  $Re_2$ :

$$\begin{aligned} Re_1 &= \frac{10}{\bar{k}} = 78972; \\ Re_2 &= \frac{500}{\bar{k}} = 3948600. \end{aligned} \quad (4.7)$$

Определяется число Рейнольдса при производительности 7285,13 м<sup>3</sup>/ч:

$$Re = \frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot D \cdot v} = \frac{4 \cdot 7285,13 \cdot 1000000}{3,14 \cdot 1,185 \cdot 18,55 \cdot 3600} = 117315,97 \quad (4.8)$$

Число Рейнольдса удовлетворяет условию  $Re_1 < Re < Re_2$ .  
Следовательно режим течения турбулентный, зона смешанного трения.

По таблице В.1 из РД-29.160.30-КТН-071-15 находим коэффициент гидравлического сопротивления  $\lambda$ :

$$\lambda = B + \frac{1,7}{\sqrt{Re}} = 0,012 + \frac{1,7}{\sqrt{117315,97}} = 0,01694 \quad (4.9)$$

где  $B = 0,012$  (По таблице В.2).

Находим гидравлический уклон:

$$i = \frac{8 \lambda \cdot Q^2}{\pi^2 \cdot g \cdot D^5} = \frac{8 \cdot 0,01694 \cdot (7285,13/3600)^2}{3,14^2 \cdot 9,81 \cdot 1,185^5} = 0,0024633, \text{ с}^2/\text{м}^6. \quad (4.10)$$

где  $D$  – внутренний (уточненный) диаметр трубопровода, м.

и потери напора на трение:

$$h_t = i \cdot L = 0,002459 \cdot (1741 - 1459,75) \cdot 1000 = 691,58 \text{ м.} \quad (4.11)$$

где  $L$  – длина трубопровода, м.

Суммарные потери напора в трубопроводе технологического участка  
 $\Delta h_{\text{ты}} = 1,02 \cdot i \cdot L + \Delta z + h_{\text{ост}} = 1,02 \cdot 691,58 + (196,83 - 396,4) + 40 = 545,84 \text{ м.} \quad (4.12)$

Подразумевается установка одного ЧРП на электродвигателе НПС 2.  
Определяется напор нерегулируемого МНА на НПС 1.

$$H_{\text{м.н}} = a - b \cdot Q^2 = 302,47 - 1,14 \cdot 10^{-6} \cdot 7285,13^2 = 242,176 \text{ м} \quad (4.13)$$

Напоры подпорных насосов определяются как:

$$h_n = a - b \cdot \left( \frac{Q}{n_n} \right)^2 = 136,7 - 1,27 \cdot 10^{-6} \cdot \left( \frac{7285,13}{2} \right)^2 = 119,85 \text{ м} \quad (4.14)$$

Определяется суммарный напор всех нерегулируемых насосов технологического участка

$$H_{\Sigma \text{пер}} = \sum_1^n H_{\text{мн}} + h_{\text{п}} = 242,176 + 119,85 = 362,03 \text{ м. (4.15)}$$

Из уравнения баланса напоров определяется напор, развиваемый регулируемым МНА на НПС 2 :

$$H_{\text{пер}} = \Delta h_{\text{ты}} - H_{\Sigma \text{пер}} = 545,84 - 362,03 = 183,81 \text{ м (4.16)}$$

#### 4.3 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТРЕБУЕМОЙ ЧАСТОТЫ ВРАЩЕНИЯ РЕГУЛИРУЕМОГО МНА, ПОТЕРИ НАПОРА В ТРУБОПРОВОДЕ В РЕЖИМАХ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ЧРП

$$\omega = \frac{\sqrt{H_{\text{пер}} + b_p \cdot Q^2}}{\sqrt{a_p}} = \frac{\sqrt{183,81 + 1,14 \cdot 10^{-6} \cdot 7285,13^2}}{\sqrt{339,8}} = 0,848 \text{ (4.17)}$$

Потери напора между i-й и (i + 1) –й станциями определяются как

$$\Delta h_{\text{ты}} = \Sigma \Delta h_{i,i+1} + h_{\text{ост}} = 1,02 \cdot i \cdot L \cdot \Delta z + h_{\text{ост}}, \text{ (4.18)}$$

где  $\Delta h_{\text{ты}}$  – суммарные потери напора в трубопроводе технологического участка, м;

$\Sigma \Delta h$  – суммарные потери напора на трение и преодоление разности геодезических отметок (определяются суммированием результатов расчетов), м;

$\Delta z$  – разность геодезических отметок по концам технологического участка, м;

$L$  – длина технологического участка, м;

$h_{\text{ост}}$  – остаточный напор в конце технологического участка, м.

Потери напора на участке между 1-й и 2–й станциями:

$$\Delta h_{1,2} = 1,02 \cdot i \cdot L_{1,2} \cdot \Delta z_{1,2} = 1,02 \cdot 0,002459 \cdot (1520,9 - 1459,75) \cdot 1000 + (427,7 - 396,4) = 184,675 \text{ м. (4.19)}$$

Потери напора на участке между 2-й и 3–й станциями:

$$\Delta h_{2,3} = 1,02 \cdot i \cdot L_{2,3} \cdot \Delta z_{2,3} = 1,02 \cdot 0,002459 \cdot (1610,1 - 1520,9) \cdot 1000 + (435,7 - 427,7) = 231,730 \text{ м. (4.20)}$$

Потери напора на участке между 3-й и 4–й станциями:

$$\Delta h_{3,4} = 1,02 \cdot i \cdot L_{3,4} \cdot \Delta z_{3,4} = 1,02 \cdot 0,002459 \cdot (1686,6 - 1610,1) \cdot 1000 + (154,3 - 435,7) = -89,524 \text{ м. (4.21)}$$

Потери напора на участке между 4-й и 5-й станциями;

$$\Delta h_{4,5} = 1,02 \cdot i \cdot L_{4,5} + \Delta z_{4,5} = 1,02 \cdot 0,002459 \cdot (1741 - 1686,6) \cdot 1000 + (196,8 - 154,3) = 178,945 \text{ м.} \quad (4.22)$$

#### 4.4. ОПРЕДЕЛЕНИЕ КПД МАГИСТРАЛЬНЫХ НАСОСОВ В РЕЖИМАХ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ЧРП

Для каждого насоса по РД определяются коэффициенты  $c_0$ ,  $c_1$ ,  $c_2$  характеристик КПД насоса в функции производительности. Для насоса НМ10000х210:

$$c_0 = 0,190255; c_0 \ c_1 \ c_2$$

$$c_1 = 0,00012254;$$

$$c_2 = - 0,00000000541.$$

Определяются КПД насосов до ЧРП в каждом из режимов циклической перекачки. Для рассматриваемых суток – это режимы 002 (в работе два МНА на НПС1 и НПС2) и 001 (в работе один МНА на НПС1).

КПД насосов в режиме 002 с производительностью 7452,3 м<sup>3</sup>/ч:

$$\eta = c_0 + c_1 \cdot Q + c_2 \cdot Q^2 = 0,190255 + 0,00012254 \cdot 7452,33 - 0,00000000541 \cdot 7452,33^2 = 0,803 \quad (4.23)$$

КПД насоса в режиме 001 с производительностью 6114,74 м<sup>3</sup>/ч:

$$\eta = c_0 + c_1 \cdot Q + c_2 \cdot Q^2 = 0,190255 + 0,00012254 \cdot 6114,74 - 0,00000000541 \cdot 6114,74^2 = 0,737 \quad (4.24)$$

Определяется КПД нерегулируемого насоса в режиме с использованием ЧРП и КПД магистрального насоса при частоте вращения меньше номинальной.

При использовании ЧРП КПД нерегулируемого насоса изменится по сравнению с режимами циклической перекачки и будет равен

$$\eta = c_0 + c_1 \cdot Q + c_2 \cdot Q^2 = 0,190255 + 0,00012254 \cdot 7285,13 - 0,00000000541 \cdot 7285,13^2 = 0,796 \quad (4.25)$$

КПД регулируемого насоса определяется как:

					Расчёт энергоэффективности применения ЧРП	Лист 59
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\eta = c_0 + c_1 \cdot \frac{Q}{\omega} + c_2 \cdot \frac{Q^2}{\omega^2} = 0,190255 + 0,00012254 \cdot \frac{7285,13}{0,848} - 0,00000000541 \cdot \left(\frac{7285,13}{0,848}\right)^2 = 0,844 \quad (4.26)$$

КПД регулируемого насоса существенно выше, чем КПД нерегулируемого насоса.

#### 4.5. Определение снижения расхода и затрат на оплату электроэнергии на перекачку за счет использования ЧРП

Определяется КПД ЭД МН до использования ЧРП, в каждом режиме определяется КПД каждого ЭД МНА.

Сначала определяется механическая мощность на валу ЭД и коэффициент загрузки каждого ЭД:

$$P_{н.эд} = p_{дифн} \cdot Q_c / \eta_{нерНА} \quad (4.27)$$

$$k_{з.д} = P_{н.эд} / P_{ном} \quad (4.28)$$

где  $p_{диф}$  – дифференциальное давление в Па, равное разности давлений на выходе НПС и входе насоса по КТР или по сведениям о СРР,  $p_{диф} = p_{вых} - p_{вх}$ .

В режиме 002 для насоса на НПС 1

$$P_{н.эд1} = (30,8 - 9,9) \cdot 7452,33 \cdot 9,8 \cdot 10000 / (0,803 \cdot 0,977 \cdot 3600 \cdot 1000) = 5404,45 \text{ кВт} \quad (4.29)$$

где  $p_{вх} = 30,8$  кгс/см<sup>2</sup>, согласно данным по сведениям о СРР,

$p_{вых} = 9,9$  кгс/см<sup>2</sup>, согласно данным по сведениям о СРР.

$$k_{з.д1} = P_{н.эд} / P_{ном} = 5404,45 / 8000 = 0,68 \quad (4.29)$$

В режиме 002 для насоса на НПС 2

$$P_{н.эд2} = (35 - 12,8) \cdot 7452,33 \cdot 9,8 \cdot 10000 / (0,803 \cdot 0,977 \cdot 3600 \cdot 1000) = 5740,62 \text{ кВт} \quad (4.30)$$

$$k_{з.д2} = 5740,62 / 8000 = 0,718 \quad (4.31)$$

В режиме 001 для насоса на НПС 1

$$P_{н.эд1} = (32,9 - 10,5) \cdot 6114,737 \cdot 9,8 \cdot 10000 / (0,737 \cdot 0,977 \cdot 3600 \cdot 1000) = 5178,301 \text{ кВт} \quad (4.32)$$

$$k_{з.д1} = 5178,301 / 8000 = 0,647 \quad (4.32)$$

КПД ЭД определяются как

$$\eta_{эд.н} = r_0 + r_1 \cdot k_{з.д} + r_2 \cdot k_{з.д}^2, \quad (4.33)$$

					Расчёт энергоэффективности применения ЧРП	Лист 60
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

где коэффициенты аппроксимации  $r_0 = 0,582$ ;  $r_1 = 0,987$ ;  $r_2 = -0,592$

В режиме 002:

$$\eta_{эд.н1} = 0,582 + 0,987 \cdot 0,68 - 0,592 \cdot 0,68^2 = 0,979 \quad (4.34)$$

$$\eta_{эд.н2} = 0,582 + 0,987 \cdot 0,718 - 0,592 \cdot 0,718^2 = 0,985 \quad (4.35)$$

В режиме 001:

$$\eta_{эд.н} = 0,582 + 0,987 \cdot 0,647 - 0,592 \cdot 0,647^2 = 0,973 \quad (4.36)$$

Находится КПД ЭД нерегулируемого МН в режиме с использованием ЧРП :

$$P_{н.эд1} = (31,6 - 10,5) \cdot 7285,134 \cdot 9,8 \cdot 10000 / (0,796 \cdot 3600 \cdot 1000) = 5256,91 \text{ кВт} \quad (4.37)$$

$$k_{з.д1} = P_{н.эд} / P_{ном} = 5256,91 / 8000 = 0,657 \quad (4.38)$$

$$\eta_{эд.н1} = 0,582 + 0,987 \cdot 0,66 - 0,592 \cdot 0,66^2 = 0,975 \quad (4.39)$$

Мощность, потребляемая нерегулируемым МНА, в режиме с использованием ЧРП определяется как:

$$P_{нер} = \frac{P_{диф} \cdot Q_c}{\eta_{нер} \cdot \eta_{эд.н1}} = \frac{(31,6 - 10,5) \cdot 7285,134 \cdot 9,8 \cdot 10000}{0,795 \cdot 0,979 \cdot 3600} = 5378,63 \text{ кВт.} \quad (4.40)$$

$$p_{диф} = (H_{вых} \rho g - H_{вх} \rho g) \quad (4.41)$$

Мощность, потребляемая регулируемым МНА, определяется :

$$P_{рег} = \frac{P_{диф} \cdot Q_c}{\eta_{рег} \cdot \eta_{эд.р} \cdot \eta_{пч}} = \frac{(31,5 - 15,5) \cdot 9,8 \cdot 10000 \cdot 7285,13}{0,844 \cdot 0,977 \cdot 0,98 \cdot 3600} = 3856,18 \text{ кВт.} \quad (4.42)$$

Определяется расход электроэнергии всеми НА технологического участка в режиме с использованием ЧРП за сутки:

$$W_{чрп} = \sum_1^{N_{нер}} W_{нер.i} + \sum_1^{N_{рег}} W_{рег.i}, \quad (4.43)$$

$$W_{чр} = 5378,63 \cdot 24 + 3856,18 \cdot 24 = 218714,266 \text{ кВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.44)$$

При тарифе на электроэнергию – 3,03 руб./ кВт·ч затраты на электроэнергию с применением ЧРП составят:

$$З_{чрп} = 218714,266 \cdot 3,03 = 662\,704,23 \text{ руб/сут.} \quad (4.45)$$

					Расчёт энергоэффективности применения ЧРП	Лист 61
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Затраты на электроэнергию без применения ЧРП (циклическая перекачка):

$$Z_{\text{цп}} = 243841,08 * 3,03 = 738\,838,23 \text{ руб/сут (4.46)}$$

Таким образом, определяем экономию затрат на использование электроэнергии при режиме с применением ЧРП:

$$\Delta Z_{\text{чрп}} = 738838,23 - 662704,23 = 76\,134 \frac{\text{руб}}{\text{сут}}. \text{ (4.47)}$$

					Расчёт энергоэффективности применения ЧРП	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		62



## 5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

«Транснефть» является одной из ключевых компаний в области транспортировки нефтепродуктов, владеет 68,4 тыс. километров магистральных трубопроводов, 507 перекачивающими станциями, 24,4 млн кубометров резервуарных ёмкостей.

Объектом исследования данной работы является магистральная нефтеперекачивающая станция АО «Транснефть - Центральная Сибирь». Насосный цех станции оснащен магистральными насосами НМ 10000-210.

Целью выполнения данного раздела выпускной квалификационной работы является выявление и анализ перечисленных опасностей в рабочей зоне. Место проведения работ – насосный зал нефтеперекачивающей станции. В данном разделе будут рассматриваться мероприятия по безопасной эксплуатации оборудования и будет произведен анализ безопасной работы средств автоматизации.

### 5.1. ПРАВОВЫЕ И ОРГАНИЗАЦИОННЫЕ ВОПРОСЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ

#### 5.1.1 СПЕЦИАЛЬНЫЕ ПРАВОВЫЕ НОРМЫ ТРУДОВОГО ЗАКОНОДАТЕЛЬСТВА

Магистральные трубопроводы в большинстве случаев находятся на значительном удалении от населенных пунктов. Значительна часть персонала на объектах транспортировки нефти работают вахтовым методом. За каждый день нахождения в пути от места нахождения работодателя (пункта сбора) до места выполнения работы и обратно, предусмотренные графиком работы на вахте, а также за дни задержки в пути по метеорологическим условиям или вине транспортных организаций работнику выплачивается дневная тарифная ставка, часть оклада (должностного оклада) за день работы (дневная ставка) [25]. Если объект располагается в районах Крайнего Севера или местностях,

					<i>Повышение энергоэффективности транспорта нефти с помощью применения насосов, оборудованных частотно-регулируемым приводом</i>			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Кузнецов А.А.		5.06.19	Социальная ответственность		Лит.	Лист
Руковод.		Брусник О.В.		5.06.19				Листов
Консульт.								63
Рук-ль ООП		Брусник О.В.		5.06.19				95
					ТПУ гр. 2Б5А			

приравненных к ним, то устанавливается районный коэффициент, выплачиваются процентные надбавки к заработной плате, предусматриваются дополнительные отпуска.

В соответствии с законодательством на работах с вредными и или опасными условиями труда, а также на работах, связанных с загрязнением, работодатель обязан бесплатно обеспечить выдачу сертифицированных средств индивидуальной защиты согласно действующим типовым отраслевым нормам бесплатной выдачи работникам спецодежды, спец. обуви и других средств индивидуальной защиты в порядке, предусмотренном «Правилами обеспечения работников специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной защиты», или выше этих норм в соответствии с заключенным коллективным договором или тарифным соглашением [26].

#### **5.1.2 ОРГАНИЗАЦИОННЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ ПРИ КОМПОНОВКЕ РАБОЧЕЙ ЗОНЫ**

При размещении на производственной территории санитарно-бытовых и производственных помещений, мест отдыха, проходов для людей, рабочих мест должны располагаться за пределами опасных зон. На границах зон, постоянно действующих опасных производственных факторов должны быть установлены защитные ограждения, а зон потенциально опасных производственных факторов – сигнальные ограждения и знаки безопасности.

Рабочее место, его оборудование и оснащение, применяемые в соответствии с характером работы, должны обеспечивать безопасность, охрану здоровья и работоспособность персонала. В организации должно быть организовано проведение проверок, контроля и оценки состояния охраны и условий безопасности труда. При обнаружении нарушений норм и правил охраны труда работники должны принять меры к их устранению собственными силами, а в случае невозможности этого прекратить работы и информировать должностное лицо. В случае возникновения угрозы безопасности и здоровью работников ответственные лица обязаны

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		64

прекратить работы и принять меры по устранению опасности, а при необходимости обеспечить эвакуацию людей в безопасное место.

## 5.2. ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ

### Анализ вредных и опасных производственных факторов.

#### Мероприятия по снижению их воздействия

На человека в процессе его трудовой деятельности могут воздействовать опасные (вызывающие травмы) и вредные (вызывающие заболевания) производственные факторы (ГОСТ 12.0.003-74 [9]), которые разделяются на четыре группы: физические, химические, биологические и психофизиологические. В таблице 1 указаны опасные и вредные производственные факторы, воздействию которых подвергаются рабочие объекта исследования.

Таблица 1 - Опасные и вредные факторы при выполнении работ по оценке ликвидации аварийных разливов нефти

Виды работ	Фактор		Нормативный документ
	Вредный	Опасный	
1. Анализ места аварии 2. Ликвидация разлива 3. Рекультивация	Недостаточная освещённость рабочей зоны		СП 52.13330.2011 [36]
	Превышение уровней шума		ГОСТ 12.1.003–2014 [37]
	Превышение уровней вибрации		ГОСТ 12.1.012–2004 ССБТ [38]
		Пожаровзрывобезопасность	ГОСТ 12.1.010–76 ССБТ[39]
		Движущиеся машины и механизмы производственного	ГОСТ 12.1.003 – 74 ССБТ[40]

		оборудования	
		Электрический ток	ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ [41]

Проанализируем опасные и вредные факторы из таблицы 1 и определим мероприятия по устранению их воздействия.

### *1. Недостаточная освещённость рабочей зоны*

Неправильно выбранное освещение значительно усложняет работу обслуживающего персонала, что способствует снижению производительности труда, а также может привести к травмированию. Освещенность рабочих мест осуществляется с помощью естественного и искусственного освещения.

Для проведения работ необходимо исследовать общее равномерное освещение. При этом освещенность зоны выполнения работ должна быть не менее 200 лк независимо от применяемых источников света ГОСТ 12.1.046-2014 ССБТ [17], освещенность периферийной зоны, не менее 50 лк. Равномерность распределения освещенности 0,50.

При подъеме или перемещении грузов должна быть освещенность места работ не менее 50 лк при работе вручную и не менее 100 лк при работе с помощью машин и механизмов. Для устранения недостатка освещенности устанавливаются осветительные установки. Осветительная установка удовлетворяет требованиям норм, если измеренная средняя освещенность освещаемой зоны или помещения не менее нормируемого значения.

### *2. Превышение уровней шума*

Источниками шума в насосном зале являются: насосы, электродвигатели, трубопроводы, элементы вентиляционных систем. Однако самые значительные воздействия оказывают насосные агрегаты.

В соответствии с ГОСТ 12.1.003-83 [18] для рабочего места такого типа устанавливается эквивалентный уровень звука  $\leq 80$  дБА. Зоны с уровнем звука или эквивалентным уровнем звука выше 80 дБА должны быть

обозначены знаками безопасности по ГОСТ 12.4.026\*[19]. Работающих в этих зонах администрация обязана снабжать средствами индивидуальной защиты по ГОСТ 12.4.051 [20]. Основные применяемые меры:

1. Средства коллективной защиты (расположение оборудования, применение звукоизолирующих материалов)
2. Средства индивидуальной защиты (ушные тампоны, наушники)
3. Дистанционное управление оборудованием
4. Своевременный ремонт оборудования

### *3. Превышение уровней вибрации*

Источниками вибрации в насосном зале также являются: насосы, электродвигатели, трубопроводы, элементы вентиляционных систем. Вредное воздействие на организм человека заключается в функциональных расстройствах органов.

Согласно [21] нормированной величиной вибрации в насосном зале является среднеквадратичное значение виброскорости: для корпуса насоса и двигателя – 13 мм/с (108 дБ), для фундамента МНА – 7,5 мм/с (104 дБ).

Виброзащита включает в себя простые средства виброизоляции и виброгашения: установка вибрирующего оборудования на массивный фундамент, применение демпфирующего покрытия и виброизоляторов, средств индивидуальной защиты.

### *4.Пожаровзрывобезопасность*

В насосном зале НПС возможно скопление паров нефти, сероводорода, метана, легких углеводородов. Газовыделение при срабатывании предохранительного устройства и нарушение герметичности оборудования нефтеперекачивающих агрегатов ведет к появлению в рабочей зоне взрывоопасных газов. Также нефть является опасным веществом для здоровья жизни человека и для окружающей среды и относится к 3-му классу опасности с ПДК аэрозоля нефти в воздухе рабочей зоны -не более 10 мг/м<sup>3</sup>.

					Социальная ответственность	Лист 67
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

К мероприятиям по снижению пожаровзрывоопасности относятся: исключение источника выбросов газов, устранение причин пожаров и взрывов, контроль загазованности рабочей зоны, проветривание с целью снижения концентрации газов, использование оборудования и инструментов во взрывобезопасном исполнении.

Пожарную защиту объектов НПС обеспечивает автоматическая система пенотушения, которая включает в себя средства обнаружения пожара, системы сигнализации, управления, пожаротушения. Срабатывание системы пенотушения происходит: автоматически, дистанционно или вручную. При возникновении пожара сигнал от пожарных датчиков, приводит в действие систему пожаротушения согласно ГОСТ 12.3.046-91 [22].

#### *5. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования*

МНА, расположенные в насосном зале, имеют вращающиеся части, которые могут привести к механическому воздействию на организм человека. Все движущиеся и вращающиеся части МНА, в который входят двигатель и насос, а также передача от двигателя к насосу должны быть ограждены специальными съемными кожухами, чтобы исключить попадание в движущиеся и вращающиеся части. Ремонт и осмотр огражденных частей механизмов и снятие ограждений допускается только после полной остановки механизма.

Для предотвращения несчастных случаев необходимо соблюдать технику безопасности при работе оборудования, машин и механизмов, а их эксплуатацию должны выполнять только лица, имеющие на это право [10].

#### *6. Электрический ток*

Безопасные и безвредные условия труда, при проведении работ, связанных с обслуживанием систем управлением оборудования насосного зала, достигаются следующим: Заземление оборудования, емкостей, коммуникаций, в которых возникают заряды статического электричества ( $R_z \leq 100 \text{ Ом}$ ); Необходимая защита от поражения электрическим током

					Социальная ответственность	Лист 68
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

обеспечивается защитным заземлением корпусов всех приборов и оборудования; Электрическая изоляция между отдельными электрическими цепями и корпусом должна выдерживать в течение минуты действия испытательного повышенного напряжения 1000 В промышленной частоты; Электрическая изоляция между отдельными электрическими цепями и корпусом должна быть не менее 0,5 МОм.

По способу защиты человека от поражения электрическим током изделия систем управлением соответствуют классам 1 и 2 (для изделий, предназначенных для соединения с источником напряжения  $U=220$  В) и классу 3 (для изделий, предназначенных для соединения с источником напряжения 24 В).

В процессе эксплуатации средств автоматизации существует опасность поражения электрическим током. Приборы и средства автоматизации находятся под напряжением 24 В постоянного тока. Удар электрическим током вызывает рефлекторную реакцию со стороны центральной нервной системы и ведет к нарушению нормального ритма работы сердца. В результате наблюдается нарушение или полное прекращение деятельности органов дыхания и кровообращения.

Для защиты от поражения электрическим током при монтаже, эксплуатации и ремонте средств автоматизации работы выполняются при соблюдении ГОСТ 12.1.030-81 [23].

Для предотвращения возникновения зарядов статического электричества согласно ГОСТ 12.1.018-93 [24] все металлические и электропроводные неметаллические части технологического оборудования должны быть заземлены. Сопротивление защитного устройства от статического электричества не должно превышать 100 Ом.

### 5.3. ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ

#### 5.3.1. ОХРАНА ГИДРОСФЕРЫ

					Социальная ответственность	Лист 69
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Загрязнение нефтью и нефтепродуктами приводит к появлению нефтяных пятен, что затрудняет процессы фотосинтеза в воде из-за прекращения доступа солнечных лучей, а также вызывает гибель растений и животных. Каждая тонна нефти создает нефтяную пленку на площади до 12 кв. км. Восстановление пораженных экосистем занимает 10-15 лет.

Нефть, попадая в воду, растекается вследствие ее гидрофобности по поверхности, образуя тонкую нефтяную пленку, которая перемещается со скоростью примерно в два раза большей, чем скорость течения воды. При соприкосновении с берегом и прибрежной растительностью нефтяная пленка оседает на них. В процессе распространения по поверхности воды легкие фракции нефти частично испаряются, растворяются, а тяжелые опускаются в толщу воды, оседают на дно и образуют донное загрязнение [4]. Биохимическое окисление нефти сопровождается интенсивным поглощением кислорода воды. В среднем на окисление 1 мг нефти затрачивается от 0,5 до 3,5 мг кислорода.

### **5.3.2. ОХРАНА ЛИТОСФЕРЫ**

Общая особенность всех нефтезагрязненных почв -изменение численности и ограничение видового разнообразия педобионтов (почвенной мезо -и микрофауны и микрофлоры). Последствия возникновения нефтяного загрязнения почв носят губительный характер:

- Происходит массовая гибель почвенной мезофауны: через три дня после аварии большинство видов почвенных животных полностью исчезает или составляет не более 1% контроля. Наиболее токсичными для них оказываются легкие фракции нефти.
- Изменяются фотосинтезирующие функции высших растений
- Дыхание почв также чутко реагирует на загрязнение нефтепродуктами.



Для разных почв процесс реанимации проходит по-разному. Зависит он и от глубины проникновения продуктов в основание. Например, время реанимации почв достигает 25 лет при концентрации отходов 12 литров на квадратный метр. Временной интервал зависит от типа основания и погодных условий. [6]

### **5.3.3. ОХРАНА АТМОСФЕРЫ**

При попадании в атмосферу вредные вещества физико-химически преобразуются, а впоследствии либо рассеиваются, либо вымываются. Уровень загрязнённости атмосферы находится в прямой зависимости от того, произойдет ли перенос этих веществ на большое расстояние от их источника, либо их скопление останется локальным.

Предельная допустимая концентрация испарений в нефти составляет не более 10 мг/м<sup>3</sup> [7]. Для снижения уровня загрязнения атмосферы выбросами углеводородов необходимо осуществлять мероприятия по сокращению потерь нефти в результате аварийного разлива нефтепровода и выбросов токсичных испарений. Для устранения возможных выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из магистральной насосной по причине не плотности технологического оборудования осуществляется комплекс мероприятий:

1. Проверка оборудования на прочность и герметичность;
2. Соблюдение правил эксплуатации;
3. Своевременная замена уплотнений насосов и запорной арматуры;
4. Оснащение насосного зала системой контроля загазованности.

### **5.4. БЕЗОПАСНОСТЬ В ЧРЕЗВЫЧАЙНЫХ СИТУАЦИЯХ**

Для предотвращения чрезвычайных ситуаций, вызванных аварией на нефтепроводе в компаниях, транспортирующих нефтепродукты, проводится

					Социальная ответственность	Лист 71
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

комплекс мероприятий, составляемых в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 21.08.2000 N 613 (ред. от 14.11.2014) [8].

Аварии, возникающие на магистральном нефтепроводе (МНП), приводят к ЧС, так как в результате разлива нефти возможен пожар, разрушения сооружений, гибель людей, значительные потери материальных ценностей, загрязнение окружающей среды. При аварии на ДНС действия обслуживающего персонала должны быть направлены на:

- спасение людей, попавших в зону аварии, и оказание первой помощи пострадавшим;
- локализацию аварии;
- быструю ликвидацию аварии и вывод УПН на нормальный технологический режим;
- уменьшение вредного воздействия аварии и его последствий.

На основе анализа статистических данных об авариях на НПС прогнозируются следующие чрезвычайные ситуации: отключение электроэнергии; взрыв паровоздушной смеси в помещении насосной; пожар в помещении насосной.

В случае отключения электроэнергии на НПС, для обеспечения непрерывности работы магистрального нефтепровода и исключения вредных последствий, производится включение дизельной электростанции.

Наиболее опасной для производства и жизни людей чрезвычайной ситуацией является взрыв. Спрогнозируем вероятные разрушения при взрыве паровоздушной смеси в помещении насосной, в случае разлива нефти. Предполагаемый объем разлитой нефти определяется как произведение длины насосной на её ширину и высоту затопления. Объем паровоздушной смеси составляет 20 % от объема нефтепродукта. При взрыве паро- и

					Социальная ответственность	Лист 72
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

газовоздушной смеси выделяют зону детонационной волны (область 1 на рис.1) и зону ударной волны (область 2).

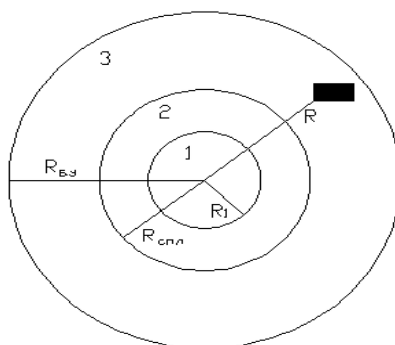


Рисунок 5.1 - Радиус взрыва газовоздушной смеси

План ликвидации возможных аварий и аварийных утечек разрабатывается и пересматривается в филиалах комиссией в составе начальника отдела эксплуатации, старшего диспетчера, главного механика, главного энергетика, инженера по технике безопасности представителей ПТУС и пожарной охраны, начальника (директора) или заместителя начальника (директора) НПС (нефтебазы) и утверждается главным инженером филиала.

В целях своевременной локализации и ликвидации аварий, а также рационального и подконтрольного использования материально-технических ресурсов на предприятии создан неснижаемый аварийный и эксплуатационный запас запасных частей и материалов. Неснижаемый аварийный запас (постоянно поддерживаемый объем хранения) - это совокупность материально-технических ресурсов, необходимая для локализации и устранения аварийных ситуаций и инцидентов на оборудовании предприятия, грозящих остановом или резким снижением технико-экономических показателей основного оборудования; а также для ликвидации последствий аварий.

Для принятия эффективных мер по локализации и ликвидации аварий ответственный руководитель создает оперативный штаб. При возгорании на технологической площадке необходимо выполнить следующее:

- вызвать пожарную команду, скорую помощь, сообщить об отключении начальнику смены, оповестить ответственных лиц по списку в соответствии с планом ликвидации аварии;
- проверить включение в работу систем противопожарной защиты (оповещение людей о пожаре, пожаротушения);
- отключить при необходимости электроэнергию, кроме аварийного освещения, остановить агрегаты, выключить вентиляторы, перекрыть трубопроводы, прекратить все работы в пожарной зоне, кроме работ, связанных с ликвидацией пожара;
- удалить за пределы опасной зоны всех работников, не участвующих в тушении пожара;
- принять меры по ликвидации пожара первичными стационарными и передвижными средствами пожаротушения до прибытия подразделений пожарной охраны;
- организовать встречу подразделений пожарной охраны и оказать помощь в выборе кратчайшего пути для подъезда к очагу пожар.

Организации, эксплуатирующие опасные производственные объекты создают резерв финансовых и материальных ресурсов в целях обеспечения готовности к действиям по локализации и ликвидации последствий аварии в соответствии с Федеральным Законом от 21 декабря 1994 г. №68-ФЗ «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера». Порядок создания и использования резервов материальных ресурсов для ликвидации и локализации ЧС природного и техногенного характера определен постановлением Правительства РФ от 10 ноября 1996 г. №1340 «О Порядке создания и использования резервов

					Социальная ответственность	Лист
						74
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

материальных ресурсов для ликвидации чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера».

### **Заключение**

В разделе «Социальная ответственность» были рассмотрены и проанализированы вредные и опасные производственные факторы, которые присутствуют в рабочей зоне НПС, предложены мероприятия по снижению их воздействия. Раскрыты правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности на производстве. Было затронуто экологическое воздействие НПС как опасного производственного объекта.

Для готовности к непредвиденным ситуациям была рассмотрена типовая чрезвычайная ситуация – взрыв. Обеспечение безопасности труда на производстве должно быть приоритетной задачей руководителя.

					Социальная ответственность	Лист
						75
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## 6. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

В процессе перекачки нефти возникают ситуации, когда необходимо совершить корректировку режима перекачки, то есть провести регулирование. Неправильный выбор способа регулирования приводит к падению КПД насоса и росту потребляемой мощности, к значительным энергетическим и экономическим потерям.

В ходе научно-исследовательской работы требуется провести анализ существующих методов регулирования режима работы нефтепровода, изучить стандарты, определяющие требования к работе насосных агрегатов и на основе полученных данных выявить наиболее подходящий способ.

Целью данного раздела ВКР является определение наиболее экономически эффективного метода регулирования режима перекачки.

### 6.1 АНАЛИЗ КОНКУРЕНТНЫХ ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ

Объектом анализа является способ регулирования режима перекачки для изменения характеристик нефтепровода.

Для сравнения взяты два метода регулирования :

- Дросселирование – самый распространённый на сегодняшний день метод
- Частотно-регулируемый привод (ЧРП) – самый прогрессивный и современный метод

Дросселирование является плавным методом регулирования. Принцип работы - падения давления рабочего вещества в процессе протекания его через сужение в канале. Разность давлений расходуется на преодоление местных сопротивлений создаваемых при сужении отверстия (прикрытия задвижки). Таким образом, при дросселировании развивается излишний напор, возникают большие потери.

					<i>Повышение энергоэффективности транспорта нефти с помощью применения насосов, оборудованных частотно-регулируемым приводом</i>			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Кузнецов А.А.		5.06.19	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение		Лит.	Лист
Руковод.		Брусник О.В.		5.06.19				76
Консульт.								Листов
Рук-ль ООП		Брусник О.В.		5.06.19				95
					<b>ТПУ гр. 2Б5А</b>			

Применение ЧРП также относится к методам плавного регулирования. Принцип работы – изменение частоты вращения вала двигателя насоса (то есть изменение расхода), используя двигатели с переменной частотой вращения, либо при постоянной частоте вращения электродвигателя с помощью регулируемой гидравлической муфты или других устройств, применяя регулируемый электропривод на базе преобразователя частоты. Данный метод позволяет максимально точно совершать требуемые корректировки в режиме работы, однако имеет значительные капитальные затраты на монтаж оборудования.

Анализ конкурентных технических решений помогает внести коррективы в проект, чтобы успешнее противостоять соперникам. При проведении данного анализа необходимо оценить сильные и слабые стороны конкурентов. Для этого составлена оценочная карта (табл. 1).

Таблица 1 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений (разработок)

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы		Конкурентоспособность	
		Б <sub>дрс</sub>	Б <sub>чрп</sub>	К <sub>дрс</sub>	К <sub>чрп</sub>
1	2	3	4	5	6
Технические критерии оценки ресурсоэффективности					
1. Коэффициент полезного действия	0,15	3	5	0,45	0,75
2. Диапазон регулирования	0,1	4	5	0,4	0,5
3. Удобство в эксплуатации	0,05	4	5	0,2	0,25
4. Сложность внедрения	0,05	5	3	0,25	0,15
5. Безопасность	0,1	4	5	0,4	0,5
6. Надежность	0,1	4	5	0,4	0,5
Экономические критерии оценки эффективности					
1. Конкурентоспособность продукта	0,05	4	4	0,2	0,2
2. Уровень проникновения на рынок	0,05	5	3	0,25	0,15
3. Цена внедрения	0,1	5	3	0,5	0,3
4. Предполагаемый срок эксплуатации	0,15	4	5	0,6	0,75
5. Послепродажное обслуживание	0,1	4	4	0,4	0,4

ИТОГО	1	46	47	4,05	4,45
-------	---	----	----	------	------

При оценке качества используется два типа критериев: технические и экономические. Веса показателей в сумме составляют 1. Баллы по каждому показателю оцениваются по пятибалльной шкале.

Конкурентоспособность конкурента К:

$$K = \sum B_i B_i$$

где  $B_i$  – вес показателя (в долях единицы);

$B_i$  – балл  $i$ -го показателя.

Полученные результаты расчета сведены в таблицу 1. В строке «Итого» указана сумма всех конкурентоспособностей по каждому из приборов.

Опираясь на полученные результаты расчётов, можно сделать вывод что, применение ЧРП наиболее практически применимый метод в условиях производства на предприятиях. Уязвимость конкурентов объясняется наличием таких причин, как низкий коэффициент полезного действия, меньший диапазон регулирования, относительно малая удобность в эксплуатации.

## 6.2 ПЛАНИРОВАНИЕ РАБОТ ПО ПРОВЕДЕНИЮ ВИБРОДИАГНОСТИКИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ОБВЯЗКИ НАСОСНОГО АГРЕГАТА

В данной работе проектная организация состоит из двух человек: руководитель проекта и инженер. Планирование работ позволяет распределить обязанности между исполнителями проекта, рассчитать заработную плату сотрудников, а также гарантирует реализацию проекта в срок. Последовательность и содержание работ, а также распределение исполнителей приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Перечень этапов работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания на анализ	Руководитель

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист 78
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



		оптимальных методов регулирования режима перекачки	
Выбор документов для исследования	2	Изучение нормативно-технической документации, сбор основной информации	Инженер
	3	Составление плана исследования	Руководитель
Теоретические и экспериментальные исследования	4	Проведение теоретических расчетов и обоснований	Инженер
	5	Расчет оптимального режима перекачки	Инженер
	6	Сравнительный анализ энергопотребления методов регулирования	Инженер
Обобщение и оценка результатов	7	Приведение рекомендаций к применению выбранного метода	Инженер
	8	Оценка результатов исследования	Руководитель, Инженер
Оформление отчета по проекту	9	Составление пояснительной записки	Инженер

Исследование напряжённо-деформированного состояния технологической обвязки насосного агрегата проводится в пять этапов. Основные работы выполняются инженером.

### 6.3 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТРУДОЕМКОСТИ ВЫПОЛНЕНИЯ РАБОТ

Трудовые затраты являются основной частью стоимости исследования.

Трудоемкость выполнения проекта оценивается в человеко-днях и носит вероятностный характер.

Среднее (ожидаемое) значение трудоемкости:

$$t_{\text{ож}i} = \frac{3t_{\text{min}i} + 2t_{\text{max}i}}{5}$$

где  $t_{\text{ож}i}$  – ожидаемая трудоемкость выполнения  $i$ -ой работы, чел.-дн.;

$t_{\text{min}i}$  – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной  $i$ -ой работы, чел.-дн.;

$t_{\text{max}i}$  – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной  $i$ -ой работы, чел.-дн..

После определения ожидаемой трудоемкости работ необходимо рассчитать продолжительность каждой из работ в рабочих днях  $T_p$ . Величина  $T_p$

учитывает параллельность выполнения этих работ несколькими исполнителями.

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{Ч_i}$$

где  $t_{ожі}$  – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел.-дн.;

$Ч_i$  – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел..

Результаты расчета приведены в таблице 3.

#### 6.4 РАЗРАБОТКА ГРАФИКА ПРОВЕДЕНИЯ ПРОЕКТА

Диаграмма Ганта представляет собой горизонтальный ленточный график, на котором работы по разрабатываемому проекту представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ.

Длительность каждого этапа работ из всех рабочих дней могут быть переведены в календарные дни с помощью следующей формулы:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{кал}$$

где  $T_{ki}$  – продолжительность выполнения  $i$ -й работы в календарных днях;

$T_{pi}$  – продолжительность выполнения  $i$ -й работы в рабочих днях;

$k_{кал}$  – коэффициент календарности

$$k_{кал} = \frac{T_{кал}}{T_{кал} - T_{вых} - T_{пр}}$$

где  $T_{кал}$  – количество календарных дней в году;

$T_{вых}$  – количество выходных дней в году;

$T_{пр}$  – количество праздничных дней в году.

Пример расчета для 1 этапа работ (составление и утверждение технического задания на проведение исследования):

$$t_{ожі} = \frac{3t_{min i} + 2t_{max i}}{5} = \frac{3 \cdot 1 + 2 \cdot 6}{5} = 3 \text{ чел} - \text{дня}$$

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{Ч_i} = \frac{3}{1} = 3 \text{ дня}$$

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист 80
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Для шестидневной рабочей недели (для руководителя) коэффициент календарности равен:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} = \frac{365}{365 - 51 - 15} = 1,22$$

$$T_k = T_p \cdot k_{\text{кал}} = 3 \cdot 1,22 = 3,66 \approx 4 \text{ дня}$$

Для пятидневной рабочей недели (для инженера) коэффициент календарности равен:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} = \frac{365}{365 - 102 - 15} = 1,47$$

$$T_k = T_p \cdot k_{\text{кал}} = 5,2 \cdot 1,47 = 7,64 \approx 8 \text{ дней}$$

Полученные результаты расчета занесены в таблицу 4.










Таблица 3 – Временные показатели проведения исследования

Название Работы	Трудоёмкость работ						Длительность работ в рабочих днях $T_{pi}$		Длительность работ в календарных днях $T_{ki}$	
	$t_{min}$ , чел- дни		$t_{max}$ , чел- дни		$t_{ожс}$ , чел-дни					
	Руководитель	Инженер	Руководитель	Инженер	Руководитель	Инженер	Руководитель	Инженер	Руководитель	Инженер
Составление и утверждение технического задания на проведение исследования	1		6		3		3		4	
Изучение нормативно-технической документации		4		7		5,2		5,2		8
Составление плана исследования	2		4		2,8		2,8		3	
Проведение теоретических расчетов и обоснований		5		10		7		7		10
Расчет оптимального режима перекачки		12		18		14		14		21
Сравнительный анализ энергопотребления методов регулирования		2		4		2,8		2,8		4
Приведение рекомендации к		8		12		9,6		9,6		14



применению выбранного метода										
Оценка результатов исследования	3		5		3,8		1,9		3	
Составление пояснительной записки		6		10		7,6		7,6		11

На основе таблицы 3 строим календарный план-график (для максимального по длительности исполнения работ).

Таблица 4 – Календарный план-график проведения работ по проведению исследования

№	Вид работ	Исполнители	Т <sub>кi</sub> , кал. дни	Продолжительность выполнения работ											
				Фев.			Март			Апрель			Май		
				2	3		1	2	3	1	2	3	1	2	3
1	Составление и утверждение технического задания на проведение исследования	Р	4												
2	Изучение нормативно-технической документации	И	8												
3	Составление плана исследования	Р	3												
4	Определение и расчёт нагрузок, воздействующих на трубопровод	И	10												
5	Создание и расчёт математической модели трубопровода	И	21												
6	Проведение вибродиагностики	И	4												
7	Разработка рекомендаций по снижению нагрузки на трубопровод	И	14												
8	Оценка результатов исследования	Р, И	3												
9	Составление пояснительной записки	И	11												

Обозначения:

	Руководитель
	Инженер

На основе данных графика (табл. 4) можно сделать вывод, что продолжительность работ по исследованию напряжённо-деформированного состояния трубопровода займет 8 декад. Начало разработки проекта придется на вторую декаду февраля и закончится первой декадой мая.

Значение реальной продолжительности работ может оказаться как меньше посчитанного значения, так и больше, так как трудоемкость носит вероятностный характер.

Длительность выполнения проекта в календарных днях равна

- 10 дней (длительность выполнения проекта руководителем);
- 71 день (длительность выполнения проекта инженером).

### 6.5 БЮДЖЕТ ЗАТРАТ НА ИССЛЕДОВАНИЕ

При планировании бюджета проекта необходимо учесть все виды расходов, которые связаны с его выполнением. Для формирования бюджета проекта используется следующая группа затрат:

- материальные затраты проекта;
- затраты на специальное оборудование
- основная заработная плата исполнителей проекта;
- дополнительная заработная плата исполнителей проекта;
- отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- накладные расходы.

### Расчет материальных затрат исследования

К материальным затратам относятся: приобретаемые со стороны сырье и материалы, покупные материалы, канцелярские принадлежности, картриджи и т.п.

Таблица 5 – Материальные затраты

Наименование	Единица измерения	Количество	Цена за ед., руб.	Затраты на материалы З <sub>м</sub> , руб.
Бумага для принтера формата А4 (500 листов)	пачка	1	270	270

Ручка шариковая	шт	8	30	240
Карандаш	шт	5	15	75
Краска для принтера	шт	1	500	500
Итого, руб.				1085

В сумме материальные затраты составили 1085 рублей. Цены взяты средние по городу Томску.

### Расчет затрат на специальное оборудование для проведения исследования

В данную статью включают все затраты, связанные с приобретением специального оборудования (приборов, контрольно-измерительной аппаратуры, устройств и механизмов), необходимого для проведения диагностики.

Все расчеты по приобретению спецоборудования, используемого для каждого исполнения, приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Затраты на приобретение спецоборудования

	Наименование оборудования	Количество единиц оборудования	Цена единицы оборудования, тыс. руб	Общая стоимость оборудования, тыс. руб.
	Ноутбук Asus x751l	1	1	23,9
	Итого:			23,9

### Основная заработная плата исполнителей исследования

Статья включает в себя основную заработную плату  $Z_{\text{осн}}$  и дополнительную заработную плату  $Z_{\text{доп}}$ .

$$Z_{\text{зп}} = Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}$$

Дополнительная заработная плата составляет 12-20 % от  $Z_{\text{осн}}$ .

Основная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} \cdot T_p,$$

где –  $T_p$  продолжительность работ, выполняемых исполнителем проекта, *раб.дн.* (табл. 4);

$Z_{\text{дн}}$  – среднедневная заработная плата работника, *руб.*

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_{\text{м}} \cdot M}{F_{\text{д}}},$$

где –  $Z_{\text{м}}$  – месячный должностной оклад работника, руб.;

$M$  – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

при отпуске в 28 раб.дней  $M=11$  месяцев, 5-дневная неделя;

при отпуске в 56 раб.дней  $M=10$  месяцев, 6-дневная неделя;

$F_{\text{д}}$  – действительный годовой фонд рабочего времени исполнителей проекта, раб.дн..

Месячный должностной оклад работника:

$$Z_{\text{м}} = Z_{\text{тс}} \cdot (1 + k_{\text{пр}} + k_{\text{д}}) \cdot k_{\text{р}},$$

где  $Z_{\text{тс}}$  – заработная плата по тарифной ставке, руб.;

$k_{\text{пр}}$  – премиальный коэффициент, равный 0,3 (т.е. 30% от  $Z_{\text{тс}}$ );

$k_{\text{д}}$  – коэффициент доплат и надбавок, принимаем 0,2;

$k_{\text{р}}$  – районный коэффициент, равный 1,3 (для Томска).

#### **Дополнительная заработная плата исполнителей исследования**

Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы учитывают величину предусмотренных Трудовым кодексом РФ доплат за отклонение от нормальных условий труда, а также выплат, связанных с обеспечением гарантий и компенсаций.

Дополнительная заработная плата:

$$Z_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot Z_{\text{осн}},$$

где  $k_{\text{доп}}$  – коэффициент дополнительной заработной платы (принимаем равным 0,18).

Оклады взяты в соответствии с занимаемыми должностями ТПУ.

Расчет заработной платы руководителя (шестидневная рабочая неделя):

$$Z_{\text{м}} = Z_{\text{тс}} \cdot (1 + k_{\text{пр}} + k_{\text{д}}) \cdot k_{\text{р}} = 29500 \cdot (1 + 0,3 + 0,2) \cdot 1,3 = 57525 \text{ руб.}$$

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_{\text{м}} \cdot M}{F_{\text{д}}} = \frac{57525 \cdot 10}{365 - 66 - 56} = 2367 \text{ руб.}$$

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} \cdot T_{\text{р}} = 2367 \cdot 7,7 = 18226 \text{ руб.}$$

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист 85
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$З_{\text{доп}} = 0,15 \cdot 18226 = 2734 \text{ руб.}$$

Расчет заработной платы инженера (пятидневная рабочая неделя):

$$З_{\text{м}} = З_{\text{тс}} \cdot (1 + k_{\text{пр}} + k_{\text{д}}) \cdot k_{\text{р}} = 16200 \cdot (1 + 0,3 + 0,2) \cdot 1,3 = 31590 \text{ руб.}$$

$$З_{\text{дн}} = \frac{З_{\text{м}} \cdot M}{F_{\text{д}}} = \frac{31590 \cdot 11}{365 - 117 - 28} = 1580 \text{ руб.}$$

$$З_{\text{осн}} = З_{\text{дн}} \cdot T_{\text{р}} = 1580 \cdot 46,2 = 72996 \text{ руб.}$$

$$З_{\text{доп}} = 0,2 \cdot 72996 = 14599 \text{ руб.}$$

Результаты расчета по заработной плате всех исполнителей проекта приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Расчет заработной платы

Исполнитель проекта	З <sub>тс</sub> , руб.	З <sub>пр</sub>	З <sub>д</sub>	З <sub>р</sub>	З <sub>м</sub> , руб.	З <sub>дн</sub> , руб.	З <sub>р</sub> , аб. н.	З <sub>осн</sub> , руб.	З <sub>доп</sub> , руб.	З <sub>доп</sub> , руб.	Итого, руб.
Руководитель	9500	2,3	,2	,3	7525	367	,7	8226	,15	734	9605
Инженер	6200	1			1590	580	6,2	2996	,20	4599	7595

В результате данных расчетов посчитана основная заработная плата у исполнителей проекта. Из таблицы 7 видно, что ставка руководителя наибольшая, но итоговая основная заработная плата получилась наибольшей у инженера, так как основная заработная плата зависит от длительности работы над проектом.

### Отчисления во внебюджетные фонды

Отчисления во внебюджетные фонды включают в себя установленные законодательством Российской Федерации нормы органов государственного социального страхования (ФСС), пенсионный фонд (ПФ) и медицинское страхование (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников.

Величина отчислений во внебюджетные фонды:

$$З_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}})$$



где  $k_{\text{внеб}}$  – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.).

На 2019 г. в соответствии с Федеральным законом от 24.07.2009 №212-ФЗ (ред. От 19.12.2016) установлен размер страховых взносов равный 30 %.

В таблице 8 представлены результаты по расчету отчислений во внебюджетные фонды всех исполнителей.

Таблица 8 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель проекта	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.
Руководитель	18226	2734
Инженер	72996	14599
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	0,3	
Итого		
Руководитель	5881	
Инженер	26278	

### Накладные расходы

Накладные расходы включают прочие затраты организации, которые не учтены в предыдущих статьях расходов: оплата услуг связи, электроэнергии, интернета и т.д.

Накладные расходы:

$$З_{\text{накл}} = (\text{сумма статей } 1 \div 5) \cdot k_{\text{нр}}$$

где  $k_{\text{нр}}$  – коэффициент, учитывающий накладные расходы, принимаем в размере 16 %.

$$З_{\text{накл}} = (З_{\text{м}} + З_{\text{об}} + З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}} + З_{\text{внеб}}) \cdot 0,16$$

$$З_{\text{накл}} = (1085 + 23900 + 91222 + 17333 + 32159) \cdot 0,16 = 26512 \text{ руб.}$$

### Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Рассчитанная величина затрат на исследование является основой для формирования бюджета затрат проекта. Определение бюджета затрат на проект приведено в таблице 9.

Таблица 9 – Бюджет затрат на исследование

Наименование статьи	Сумма, руб.	Примечание
---------------------	-------------	------------

1.	Материальные затраты		1085	Пункт 5.1
2.	Затраты на специальное оборудование	на	23900	Пункт 5.2
3.	Затраты по основной заработной плате	по	91222	Пункт 5.3
4.	Затраты по дополнительной заработной плате	по	17333	Пункт 5.4
5.	Отчисления во внебюджетные фонды	во	32159	Пункт 5.5
6.	Накладные расходы		26512	16% от суммы ст.1-5
Бюджет затрат на исследование			192211	Сумма ст.1-6

Бюджет затрат проекта равен 192211 рублей. Наибольший процент бюджета составляет основная заработная плата (47,5%).

### 5.6 ОПРЕДЕЛЕНИЕ РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОЕКТА

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования можно определить следующим образом:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i$$

где  $I_{pi}$  – интегральный показатель ресурсоэффективности;

$a_i$  – весовой коэффициент разработки;

$b_i$  – балльная оценка разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания.

Таблица 10 – Сравнительная оценка характеристик разрабатываемого проекта

Критерии		Весовой коэффициент	Ч РП	Д рс.
1.	Безопасность	0,2	5	4
2.	Надежность	0,2	5	4
3.	Долговечность	0,2	4	4
4.	Удобство в эксплуатации	0,15	5	4
5.	Энергоэкономичность	0,25	5	3
Итого		1,00		

Рассчитываем показатель ресурсоэффективности по значениям таблицы 10:

$$I_{чрп} = 0,2 \cdot 5 + 0,2 \cdot 5 + 0,2 \cdot 4 + 0,15 \cdot 5 + 0,25 \cdot 5 = 4,8$$

$$I_{дрс} = 0,2 \cdot 4 + 0,2 \cdot 4 + 0,2 \cdot 4 + 0,15 \cdot 4 + 0,25 \cdot 3 = 3,75$$

Согласно расчётам интегрального показателя ресурсоэффективности наиболее эффективным будет применение частотно-регулируемого привода нежели дросселирования в качестве метода регулирования.

### Заключение

В результате выполнения данного раздела проведен анализ конкурентных технических решений, с помощью которого выбран наиболее подходящий метод регулирования режима перекачки, а именно метод частотного регулирования.

Построен календарный план–график проведения работ по проведению исследования каждого из исполнителей. Общее количество дней на выполнение исследования составляет 78 дня.

Бюджет затрат проекта на исследование с использованием ноутбука Asus X751L для выполнения расчётов равен 192211 рублей. Наибольший процент бюджета составляет основная заработная плата (47,5%).

Сравнение эффективности проведения исследования показало целесообразность частотного регулирования, имеющего самый высокий показатель ресурсоэффективности  $I_p=4,8$ .

На основании полученных результатов данного раздела делаем вывод о том, что исследование оптимального метода регулирования режима перекачки является экономически обоснованным и оправданным.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист 89
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы проведен анализ фактических режимов работы МНПП, литературы и нормативно-технической документации по теме исследования. Проведен анализ современных способов регулирования режима работы НП.

Показано, что применение частотно-регулируемого привода в качестве системы регулирования режима перекачки увеличивает надежность и устойчивость работы МНС и нефтепродуктопровода в целом за счет оптимизации напорно-расходной характеристики, снижение цикличности нагрузки и плавности пуска и остановки.

Приведен пример расчета энергетических затрат на перекачку нефти для случая применения циклической перекачки и частотного регулирования, который показал эффективность метода регулирования изменением частоты вращения рабочих колес МНА НПС. Для заданных исходных условий эффект составил 76 134 руб./сут (10,3%).

					<i>Повышение энергоэффективности транспорта нефти с помощью применения насосов, оборудованных частотно-регулируемым приводом</i>						
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>							
<i>Разраб.</i>		<i>Кузнецов А.А.</i>		<i>5.06.19</i>	<i>Заключение</i>			<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>	
<i>Руковод.</i>		<i>Брусник О.В.</i>		<i>5.06.19</i>						<i>90</i>	<i>95</i>
<i>Консульт.</i>								<i>ТПУ гр. 2Б5А</i>			
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>		<i>5.06.19</i>							

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Годовой отчет ПАО «Транснефть» за 2017 год - Режим доступа:  
<https://www.transneft.ru/investors/219>
2. Строительные нормы и правила: СНиП 2.05.06 – 85. Магистральные трубопроводы : нормативно-технический материал. – Взамен СНиП II-45-75; 1985 г.
3. ОР-75.180.00-КТН-039-08 Требования к технологическим схемам нефтеперекачивающих станций, профилям и схемам линейной части магистральных нефтепроводов ОАО «АК «Транснефть». – М., 2008. – 67 с.
4. РД 153-39.4-113-01 Нормы технологического проектирования магистральных нефтепроводов. – М., 2002. – 106 с.
5. Федоров П.В. Совершенствование методов планирования технологических режимов и контроля процесса транспортировки нефти по магистральным нефтепроводам / Дис. ... канд. технич. наук. Ухта, 2011
6. Проектирование и эксплуатация магистральных нефтепроводов : учебное пособие / Ю.А. Краус. – Омск : издательство ОмГТУ, 2010.
7. Р 50-605-91-94 "Энергосбережение. Агрегаты насосные для транспорта нефти. Нормативные коэффициенты полезного действия. . – М., 1994.
8. Зайцев, Л.А. Регулирование режимов магистральных нефтепроводов / Л.А. Зайцев, Г.С. Ясинский. – М.: Недра, 1980. – 187 с.
9. Коршак А.А. Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов: учебник для вузов / А.А. Коршак, А.М. Нечваль; под ред. А.А. Коршак. – СПб.: Недра, 2008. – 488 с.

					<i>Повышение энергоэффективности транспорта нефти с помощью применения насосов, оборудованных частотно-регулируемым приводом</i>			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Кузнецов А.А.		5.06.19	Список литературы		Лит.	Лист
Руковод.		Брусник О.В.		5.06.19				Листов
Консульт.								91
Рук-ль ООП		Брусник О.В.		5.06.19				95
					ТПУ гр. 2Б5А			

- 10.Ахметов, Р.М. Диспетчеризация и учет на нефтепроводах / Р.М. Ахметов, Ю.В. Ливанов, А.В. Матвиенко. – М.: Недра, 1976. – 351 с.
- 11.Коршак, А.А. Ресурсосберегающие методы и технологии при транспортировке и хранении нефти и нефтепродуктов / А.А. Коршак. – Уфа: ДизайнПолиграфСервис, 2006. – 192 с.
- 12.Афанасьев А.В., Беккер Л.М., Твердохлеб И.Б., Применение ЧРП для повышения энергоэффективности насосной установки: ст. XIII междунар. конф. «Гервикон», Сумы, 6–9 сентября 2011.
- 13.РД-29.160.30-КТН-071-15 Методика оценки эффективности применения частотно-регулируемого электропривода на объектах магистральных нефтепроводов ОАО «АК «Транснефть». – М., 2015. – 28 с.
- 14.Алексеев, В.В. Рудничные насосные, вентиляторные и пневматические установки: Учебное пособие для вузов / В.В. Алексеев. – М.: Недра, 1983. – 381 с.
15. Самоленков С.В. Обоснование энергосберегающих режимов работы нефтеперекачивающих центробежных насосов с регулируемым приводом: Дис. ... канд. техн. наук. – СПб., 2014г. – 48-51 с.
- 16.Патент 2498116 «Система автоматического управления турбоагрегатом» / Кабанов О.В., Самоленков С.В.;
- 17.ГОСТ Р 57512-2017 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Термины и определения.
- 18.РД 153-39.4-056-00 - Правила технической эксплуатации магистральных нефтепроводов
- 19.РД-29.160.30-КТН-071-15 Методика оценки эффективности применения частотно-регулируемого электропривода на объектах магистральных нефтепроводов ОАО «АК «Транснефть».

- 20.СНиП 2.05.06 – 85. Магистральные трубопроводы : нормативно-технический материал. – Взамен СНиП II-45-75; 1985 г.
- 21.РД 153-39.4-113-01 Нормы технологического проектирования маги-стральных нефтепроводов.
- 22.ГОСТ Р 55435-2013 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Эксплуатация и техническое обслуживание. Основные положения
- 23.Федоров П.В. Совершенствование методов планирования технологических режимов и контроля процесса транспортировки нефти по магистральным нефтепроводам: Дис. ... канд. техн. наук. – Ухта, 2011г. – 129-130 с.
24. Шабанов В.А., Калимгулов А.Р., Ревель-Муроз П.А. Методика многокритериальной оценки эффективности применения ЧРП на объектах магистральных нефтепроводов//Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – Москва, 2016. – № 2. – с. 11 – 17
25. РД 04-355-00 Методические рекомендации по организации производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности на опасных производственных объектах.
- 26.Федеральный закон "О специальной оценке условий труда" от 28.12.2013 N 426-ФЗ.
- 27.Постановление Правительства РФ от 29 марта 2002 г. N 188 "Об утверждении списков производств, профессий и должностей с вредными условиями труда, работа в которых дает право гражданам, занятым на работах с химическим оружием, на меры социальной поддержки".
- 28.Мазур И.И. Экология строительства объектов нефтяной и газовой промышленности. М.: Недра, 1991.-279 с.

- 29.ГОСТ 12.0.004-2015 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Организация обучения безопасности труда. Общие положения.
- 30.Ильин Н.П., Калачникова И.Г. Наблюдение за самоочищением почв от нефти в средней и южной тайге. –М.; 1982.–С. 245-258.
- 31.ГОСТ Р 51858-2002. Нефть. Общие технические условия. – Введ. 30.06.2002. –М.: Стандартиформ, 2006. –17 с.
- 32.Постановление Правительства РФ от 21 августа 2000 г. N 613 "О неотложных мерах по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов"
- 33.ГОСТ 12.0.003-74 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
- 34.РД 153-39ТН-008-96. Руководство по организации эксплуатации и технологии технического обслуживания и ремонта оборудования и сооружений нефтеперекачивающих станций. – Введ. 01.01.1997. – Уфа: ИПТЭР, 1997. – 147 с.
- 35.ГОСТ 12.1.010-76 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Взрывобезопасность. Общие требования.
- 36.СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95\*
- 37.ГОСТ 12.1.003-2014 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности.
- 38.ГОСТ 12.0.003-74 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
- 39.ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования.
- 40.ГОСТ 12.1.030-81 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление.



- 41.ГОСТ 12.1.046-2014 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Строительство. Нормы освещения строительных площадок.
- 42.ГОСТ 12.1.003-83 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности (с Изменением N 1).
- 43.ГОСТ 12.4.026-2015 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная. Назначение и правила применения. Общие технические требования и характеристики. Методы испытаний (с Поправками).
- 44.ГОСТ 12.4.051-87 (СТ СЭВ 5803-86) Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства индивидуальной защиты органа слуха. Общие технические требования и методы испытаний.
- 45.ГОСТ 12.1.012-04. ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования.
- 46.ГОСТ 12.3.046-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Установки пожаротушения автоматические. Общие технические требования
- 47.ГОСТ 12.1.030-81 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление.
- 48.ГОСТ 12.1.018-93 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Пожаровзрывобезопасность статического электричества. Общие требования.